



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
Departamento de Economía de la Empresa
Director: D. José Antonio Martínez Paredes



Proyecto Fin de Carrera

Estudio de viabilidad del sector
energético de microgeneración
aplicada al sector terciario

Raúl González Montoya

Junio 2008

Agradecimientos:

Puede que me deje en el tintero a muchas de las personas que me han ayudado en el camino hasta llegar aquí, pero no me gustaría olvidar a ninguna de las siguientes:

- Gracias a mi familia, por apoyarme incondicionalmente.
- Gracias a mi novia, por mantener mi vista en el objetivo.
- Gracias a Pepe Bastida, sin tu sabiduría todo hubiera sido más difícil.
- Gracias a José Antonio Martínez Paredes, por permitirme compaginar trabajo y proyecto (perdona las molestias).
- Gracias a todas las personas de empresas que me han ayudado a recopilar información para mi proyecto, prestándome su conocimiento sin ningún interés (Luis de Enernalón, Carlos de EQTEC, Jordi de Gas Natural, Santiago de Icogen...)

ÍNDICE

ÍNDICE	3
1. Introducción	5
2. Objetivos	7
3. Definición de MICROCOGENERACIÓN (MCHP)	8
3.1. Definición	8
3.2. Breve descripción tecnológica	12
3.3. Evolución histórica	13
4. Estado de evolución de las tecnologías de MICROCOGENERACIÓN	14
4.1. Tecnologías de conversión	14
4.1.1. Motores alternativos	14
4.1.1.1. Motores Diesel (Incluyendo uso de biodiesel y aceite de colza)	15
4.1.1.2. Motores de encendido provocado	16
4.1.2. Micro turbinas de gas	18
4.1.3. Motor Stirling	21
4.1.4. Ciclo orgánico de Rankine (ORC)	23
4.1.5. Pilas de combustible	26
5. Uso especial de combustibles	27
5.1. Uso de biodiesel en plantas de microcogeneración	27
5.2. Uso de aceite de colza en plantas de microcogeneración	28
5.3. Gas Natural (en MEP)	28
6. Características de los sistemas de MICROCOGENERACIÓN	29
6.1. Motores Alternativos	29
7. Aplicación de las plantas de MCHP (incluyendo planificación, selección e integración al sistema de electricidad y ACS)	39
7.1. General	39
7.2. Procedimiento para determinar la demanda energética	41
7.2.1. Suministro de energía eléctrica	41
7.2.2. Determinación de la estructura de demanda energética y de calefacción. Trazado de curvas de carga	42
7.3. Análisis de los costes actuales energéticos	44
7.4. Trazar un modo de seleccionar la planta de MCHP necesaria	45
7.4.1. Selección de tipo, tamaño y número de sistemas de MCHP	46
7.4.2. Curvas del sistema de MCHP para generación de electricidad y calor	47
7.4.3. Determinación del modo de operación	48
7.4.4. Balance entre electricidad y calor	49
7.5. Selección de sistemas de MCHP	49
7.5.1. General	49
7.5.2. Métodos para evaluar la eficiencia económica	50
7.5.3. Costes de inversión	51
7.5.4. Costes de combustible	53
7.5.5. Costes de operación y mantenimiento	53
7.5.6. Ejemplos simplificados para el análisis económico de las plantas de MCHP	53
7.6. Proyecto final	55

7.6.1.	Integración en el sistema de calefacción (modo producción de calor).	56
7.6.1.1.	Conexión en serie.	56
7.6.1.2.	Conexión en paralelo.	57
7.6.1.3.	Integración del sistema de control.	58
7.6.2.	Integración en el sistema eléctrico.	60
7.6.2.1.	Reglas técnicas y organizativas para la instalación de sistemas de MCHP que funcionen en paralelo con la red.	60
7.6.3.	Proyecto de una planta independiente.	60
7.6.4.	Integración hidráulica para funcionamiento sin conexión a la red.	63
8.	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE VIABILIDAD . ¡Error! Marcador no definido.	
8.1.	Consumos energéticos sin cogeneración	67
8.1.1.	Facturación eléctrica	67
8.1.1.1.	Una Vivienda	67
8.1.1.2.	8, 16 Y 24 VIVIENDAS.	69
8.1.2.	Facturación de gas natural	72
8.1.2.1.	Por consumo de ACS (agua caliente sanitaria).	72
8.1.2.2.	Por calefacción:	73
8.2.	Aplicación de cogeneración.	75
8.2.1.	Aplicación en viviendas.	80
8.2.2.	Aplicación en piscina climatizada.	83
9.	Barreras para una mayor introducción de los sistemas de MCHP.	85
10.	Bibliografía.	88
ANEXO 1:		89
1.1.	Lista de proveedores de motores alternativos.	89
1.2.	Lista de proveedores de motores de aceite de colza.	96
ANEXO 2:		99
○	DOCUMENTO 1: Tríptico informativo Enernalón.	99
○	DOCUMENTO 2: Casos prácticos en el norte de España.	103
○	DOCUMENTO 3: Casos prácticos en el sur de España.	119
ANEXO 3:		135

1. Introducción

El siguiente estudio tiene la finalidad de analizar el estado actual del mercado del sector energético, y más en profundidad en el campo referente a la microcogeneración.

La microcogeneración, es una forma de producción de energía válida y extendida en multitud de países, como la solución a la producción individualizada de agua caliente, calefacción y energía eléctrica, demostrándose así que se trata de una tecnología avanzada utilizada en países a la cabeza de la lucha contra emisiones contaminantes como puede ser Japón, Austria, Alemania, Reino Unido, Portugal, Republica Checa, Holanda...

Por lo tanto comenzaré realizando una introducción a los fundamentos técnicos de las múltiples alternativas para producir energía eléctrica combinada con energía térmica, campo este muy variado y diverso.

También analizaré sus ventajas e inconvenientes, así como se tratará de estudiar el porqué de la costosa introducción de esta tecnología en España, haciendo un breve estudio de las diferentes zonas donde sí se ha implantado y estableciendo una comparación con el sector energético en España.

La Comisión Europea, a través de su Dirección General de Transporte y Energía (TREN) propone como objetivo a medio plazo, la incorporación, en el sector residencial y terciario (servicios), de sistemas de micro-cogeneración (potencias de alrededor de 5 kW por vivienda). En efecto, dentro de las políticas europeas sobre descentralización en la generación de energía eléctrica, y dado que su implantación a nivel industrial, se encuentra muy avanzada, le ha tocado el turno al sector residencial, para lo que se han desarrollado equipos diseñados adhoc para esta aplicación.

Por lo que una de las soluciones posibles, es la instalación de una central de microcogeneración. Con los gases de escape de los motores, así como con el agua de refrigeración se cubrirían las demandas térmicas, y la energía eléctrica

producida en el alternador se consumirá en las diversas instalaciones domésticas.

Para la realización de este estudio he acudido a distintas convenciones a nivel nacional para escuchar las propuestas de las diferentes comunidades autónomas para la inclusión de esta tecnología ya que de momento la existencia de estos equipos en la Región de Murcia es prácticamente nula. Especial mención merece la Comunidad Valenciana, con sus suculentas subvenciones de hasta un 30% de la instalación de microcogeneración doméstica, medida esta de la que muchas otras comunidades deberían tomar nota y actuar en consecuencia, no dejando esta tecnología como la gran olvidada.

También se hará referencia a la nueva normativa reguladora de estas instalaciones, así como de la venta de energía eléctrica a red, un nuevo Real Decreto (R.D.661/2007), que mejora en cierta medida la viabilidad de implementar un sistema de microcogeneración con medidas como la posibilidad de venta del total de la energía eléctrica producida y un ligero aumento en el precio de venta del Kwh.

Posteriormente realizaremos un estudio de factibilidad y viabilidad para la evaluación de las distintas alternativas.

2. Objetivos

El objetivo fundamental de este proyecto es proveer información concerniente al estado evolutivo de la tecnología de microgeneración para así facilitar y fomentar la creación de futuros proyectos empleando dicha tecnología.

Planteamos los objetivos como sigue:

- Proveer información del estado de la tecnología de microgeneración.
- Enfocado a tecnologías por debajo de 1MW_{el} .
- Introducir nueva normativa relacionada.
- Evaluar factores económicos favorables.
- Establecer directrices precisas para facilitar la toma de datos necesarios para realizar un estudio de viabilidad (determinar demanda energética).
- Definir el sistema más conveniente para el caso que nos ocupa, obteniendo máximo rendimiento con la menor inversión.
- Conocer las actuales barreras de introducción de esta tecnología.

3. Definición de MICROCOGENERACIÓN (MCHP).

3.1. Definición.

En el pasado se han utilizado muchas definiciones concernientes a la microcogeneración en diferente literatura. La publicación de la directiva de cogeneración en Febrero de 2004, finalmente aclaró la situación en Europa, debido a las siguientes definiciones:

- Unidad de microcogeneración debe ser una unidad de cogeneración con una capacidad máxima por debajo de 50 KW_{el}.
- Unidad de minigeneración debe ser una unidad de cogeneración con una capacidad máxima instalada, por debajo de 1 MW_{el}.

La producción de cogeneración incluye la suma de la energía eléctrica producida, la energía mecánica útil y el calor útil de las unidades de cogeneración. Esto normalmente significa que los sistemas convencionales de calefacción son sustituidos por generadores eléctricos equipados con intercambiadores de calor para usar o recuperar adicionalmente el calor de desperdicio. El calor es utilizado para calefacción y calentamiento de agua, y posiblemente para refrigeración. La electricidad es utilizada dentro del edificio o introducida en la red eléctrica (venta).

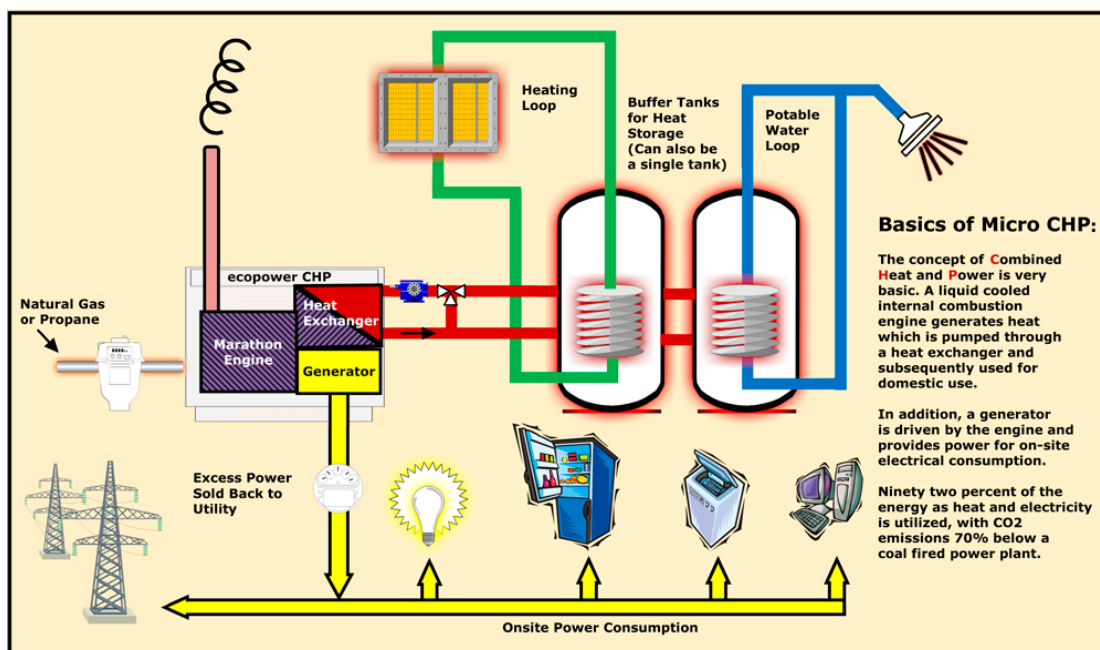


Ilustración 1, Esquema básico de funcionamiento MICROCOGENERACIÓN.

De todas maneras, en la literatura, varios autores se refieren a “smaller power output” (pequeña producción eléctrica), $<15 \text{ KW}_{\text{el}}$, cuando hablan de microcogeneración. Los argumentos que defienden esta definición son los siguientes:

- Los sistemas de cogeneración por debajo de $15 \text{ KW}_{\text{el}}$ son claramente sistemas para desarrollar en un único edificio, como: pequeños hoteles, pequeñas empresas de negocios, pensiones, apartamentos... que se pueden diferenciar de los sistemas que proveen de calor a un distrito o vecindario (por ejemplo sistemas de calefacción de distrito).
- Los sistemas en un régimen de potencia por debajo de $15 \text{ KW}_{\text{el}}$ difieren sustancialmente de los mayores respecto a la distribución de electricidad, modelos de compra y comportamiento del consumidor. Comparado con los sistemas convencionales de microcogeneración, por ejemplo con los sistemas de calefacción de distrito. No se necesita una red exclusiva de distribución. Los sistemas por debajo de $15 \text{ KW}_{\text{el}}$ se pueden conectar directamente a la red trifásica. La implementación de barreras para la cogeneración a pequeña escala es más pronunciada que para las mayores unidades.

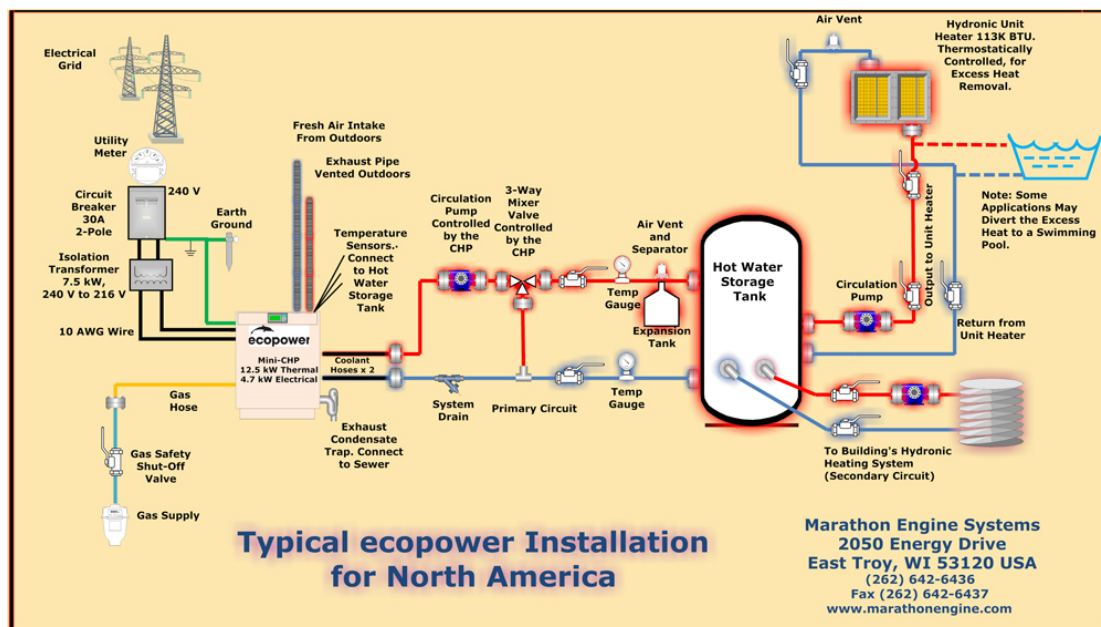


Ilustración 2, Instalación de MICROCOGENERACIÓN típica en Norteamérica. (facilitado por Ecopower).

En Europa central, los productos de microcogeneración son típicamente utilizados para aplicaciones de calefacción, proveyendo calefacción y ACS en edificios residenciales, rurales o comerciales como una caldera convencional. Pero a diferencia de una caldera, la microcogeneración genera electricidad junto con el calor con grandes eficiencias y por lo tanto, ayuda a ahorrar combustible, recortar emisiones y reducir costes eléctricos. La mayoría de unidades operan en modo paralelo a red, por lo tanto el edificio continúa recibiendo parte de sus necesidades eléctricas de la red eléctrica, pero también puede exportar la electricidad producida a la red eléctrica. Esto puede ser utilizado para proveer calefacción y electricidad a esquemas de calefacción de distrito, edificios de apartamentos, hoteles, pensiones, edificios comerciales o pequeñas industrias. Estos equipos pueden funcionar con gas natural, gases ligeros del petróleo, biogas, aceite de colza, o RME (methyl ester de semilla de colza). Cualquiera de estos productos existen actualmente en el mercado comercial y algunos están cerca de su entrada en mercado.

Varias tecnologías de conversión han sido desarrolladas para su aplicación en sistemas de microcogeneración. Cuando se dan unas condiciones adecuadas se pueden reducir los costes energéticos entre un 33 y un 50%. Brevemente podríamos clasificarlos como sigue:

- **Motores alternativos:** son motores de combustión interna alternativos convencionales, conectados a un generador y un intercambiador de calor para recuperar el calor de los gases de escape y el circuito de refrigeración.
- **Motores Stirling:** son motores térmicos en los que el calor es generado externamente en una cámara de combustión separada (motores de combustión externa). Éstos están asimismo equipados con un generador y un intercambiador de calor.
- **Micro turbinas de gas:** son pequeñas turbinas de gas pertenecientes al grupo de las turbomáquinas hasta una potencia eléctrica de 300 kW_{el}. Para elevar la potencia eléctrica generada, las micro turbinas de gas están equipadas con un recuperador

(intercambiador calor/calor). Estas máquinas también están equipadas con un intercambiador de calor normal para aprovechar el calor residual de los gases de escape.

- **Ciclo orgánico de Rankine (ORC):** El ciclo orgánico de Rankine es parecido a una turbina de vapor convencional, excepto por el fluido que mueve la turbina, que en este caso es un fluido orgánico de alta masa molecular. Los fluidos de trabajo seleccionados permiten aprovechar eficientemente las fuentes de calor de baja temperatura para producir electricidad en un amplio rango de potencias de salida (desde unos pocos kW hasta 3 MW eléctricos de potencia por unidad).
- **Pilas de combustible:** son convertidores de energía electroquímicos similares a las baterías. Los sistemas de MCHP de Pila de combustible están basados en las pilas de combustible de membrana de polímero electrolito de baja temperatura (PEFC O PEMFC) que trabajan alrededor de 80°C, o también basados en pilas de combustible de óxido sólido de altas temperaturas que trabajan alrededor de 800 a 1000°C.
- Existen otras tecnologías, como **pilas de vapor, dispositivos termoeléctricos**, etc... que siguen en desarrollo.

Mientras que las plantas alternativas ya están en el mercado, los motores Stirling, ORC y las micro turbinas de gas están cerca de entrar en el mercado, teniendo un sustancial número de plantas piloto y de demostración en operación. Las células de combustible siguen en la fase de I+D con varias plantas piloto siendo objeto de estudio.

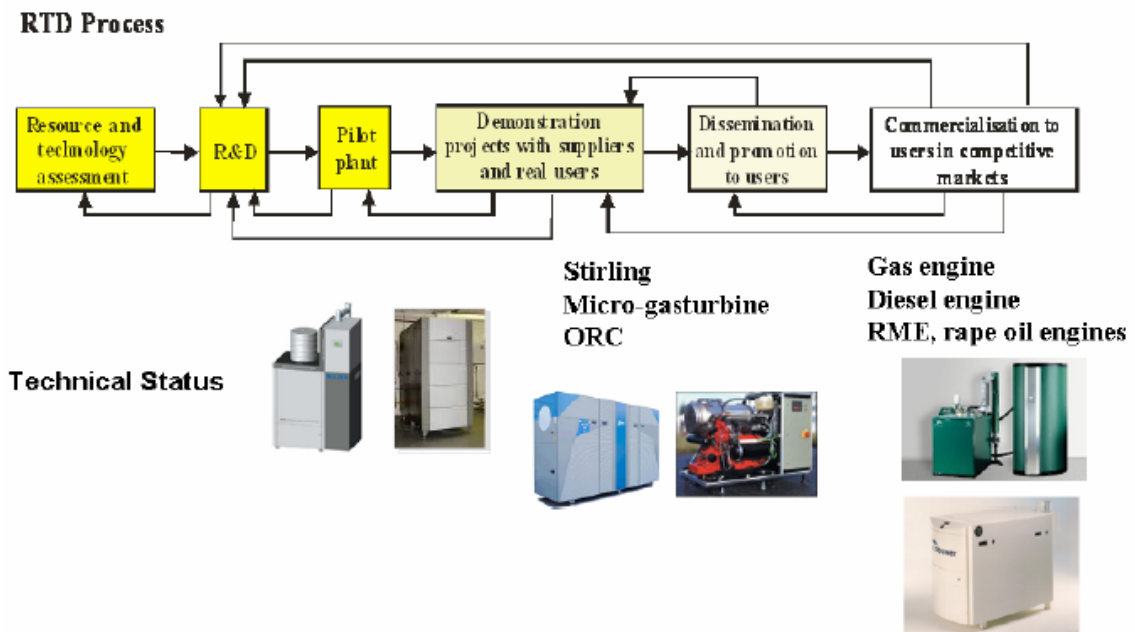


Ilustración 3, Comparación de el estado tecnológico de las tecnologías de microcogeneración utilizando ciclos de R&D. (basado en el proyecto de EU ATLAS).

- **Prototipos:** Prueba de concepto de la tecnología.
- **Plantas piloto:** Primera experiencia de operación, diseño final del sistema no fijado aún.
- **Plantas de demostración:** “Plantas pre-comerciales”, pruebas de campo para conseguir experiencia de operación y mercado, diseño final del sistema fijado.
- **Plantas comerciales:** Sistemas ya introducidos en mercados competitivos.

3.2. Breve descripción tecnológica

De acuerdo con la *Asociación Americana de Ingenieros de Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado (ASHRAE)*, la cogeneración es la utilización secuencial de una energía primaria para producir calor y energía mecánica (figura 1). Habitualmente, un sistema de cogeneración quema un combustible (gas natural, biogás, gas óleo, etc.) en un motor primario (motor alternativo o turbina). Del eje del motor primario se puede obtener electricidad, mediante un generador eléctrico, o energía mecánica para compresores u otros usos. Del escape y los sistemas de refrigeración del motor primario se obtiene energía térmica en forma de vapor, agua caliente, aire caliente o refrigeración, mediante un elemento de absorción (figura 2).

El corazón del sistema de cogeneración es el motor primario, que puede ser un motor alternativo o una turbina. Con motores alternativos se pueden construir

sistemas de cogeneración desde 45 a 15.000 kW .Con turbinas de gas se pueden realizar instalaciones desde 80 kW (microturbinas) .También se utilizan las turbinas de vapor con potencias a partir de 1.000 kW.

La elección del motor primario y el diseño del resto de la instalación depende de factores técnicos y económicos. Se deben considerar los costes relativos de los combustibles disponibles, las necesidades térmicas y eléctricas, la variabilidad de los consumos, y las posibilidades de mantenimiento del usuario.

3.3. Evolución histórica

En los principios de la utilización de la electricidad, ésta se obtenía en gran parte a partir de equipos de cogeneración situados cerca de las industrias. Sin embargo, cuando las compañías eléctricas perfeccionaron su tecnología y crearon la red interconectada, muchos usuarios pudieron comprar energía eléctrica más segura y barata que la que ellos mismos producían, dado que las tecnologías de alto rendimiento no estaban al alcance de la autogeneración.

Los mismos factores de coste que llevaron a los usuarios a sustituir la cogeneración por la energía eléctrica de red pública, han impulsado el incremento de las instalaciones de cogeneración en la última década (el coste de la energía eléctrica suministrada por la red pública se ha visto incrementado significativamente). En 1985, la cogeneración (124.597 millones de kWh) representó el 8,74% de la producción total de electricidad (1.425.536 millones de kWh) en el seno de la Comunidad Económica Europea. En nuestro país y en este mismo período, este porcentaje era del 1,64% (2.093 millones de kWh). El coste medio de las centrales nucleares es de unas 3.000 €/Kw., mientras que el de las centrales convencionales es de 2.400 €/Kw. Por otro lado, la construcción de nuevas centrales se ha visto seriamente recortada en los últimos años por razones ecológicas y por las nuevas exigencias de seguridad, mientras que el coste de los combustibles ha mostrado una clara tendencia a la inestabilidad, sobre todo a partir del año 1973.

Ante la necesidad de diversificación y mejora de rendimiento de la producción eléctrica, los órganos legislativos de los países desarrollados aprobaron leyes dirigidas a potenciar la instalación de plantas de cogeneración. Estas leyes han regulado las relaciones entre los cogeneradores y las grandes compañías

productoras de electricidad, previendo los supuestos de venta de energía a la red por: parte de un cogenerador y de compra de energía en régimen de puntas o de emergencia.

4. Estado de evolución de las tecnologías de MICROCOGENERACIÓN.

El capítulo previo nos mostró una visión de conjunto de las diferentes tecnologías disponibles para los sistemas de microcogeneración. Este capítulo nos proporcionará una descripción detallada de las diferentes tecnologías hasta una potencia de salida de 1000 kW_{el}. Se pondrá especial interés y estará especialmente enfocado a las diferentes posibilidades en este rango de potencia. Debido al gran número de proveedores de estas tecnologías, distribuidores y la gran cantidad de productos disponibles, este apartado se centrará en potencias por debajo de 50 kW_{el}.

4.1. Tecnologías de conversión.

4.1.1. Motores alternativos.

Los motores alternativos son ampliamente conocidos debido a su proveniencia de los coches. Estas máquinas pueden ser definidas como “máquinas que obtienen energía mecánica utilizando energía producida por la expansión de un gas quemado dentro de una cámara integrada en el motor”. Por esta razón, los motores alternativos también son conocidos como motores de combustión interna o endotérmicos. Si estos motores se utilizan para microcogeneración, el motor acciona un generador eléctrico mientras que el calor proveniente del escape del motor, agua y aceite de refrigeración, es adicionalmente utilizado para la respectiva demanda de calor. Los motores tienen alta eficiencia incluso en pequeños tamaños. Éstos son ampliamente utilizados en pequeñas plantas debido a que permiten sistemas pequeños y modulares. Dependiendo de la aplicación, muchos módulos pequeños se ensamblan en modo “on system”. Esto permite seguir las curvas de carga mejor y optimizar el nivel de uso de los módulos. Esto también facilita el mantenimiento. Los motores alternativos pueden ser divididos en dos categorías principalmente:

- Motores de encendido por compresión. Diesel. (MEC).
- Motores de encendido provocado (MEP).

4.1.1.1. Motores Diesel (Incluyendo uso de biodiesel y aceite de colza).

La mayoría de motores Diesel trabajando en instalaciones de cogeneración son motores cuatro tiempos, con un ciclo consistente en admisión, compresión, combustión y escape. Durante el primer tiempo el aire es aspirado en la cámara de combustión a través de una válvula de admisión, después durante el segundo tiempo, una pequeña parte del aire es comprimido elevando su temperatura aproximadamente a 440 °C. Al final de la etapa de compresión se inyecta combustible vaporizado dentro de la cámara de combustión. La alta temperatura provoca la combustión instantánea de la mezcla aire-combustible. El tiempo final consiste en el escape de los gases de combustión. Este tipo de motor presenta una mayor relación potencia/calor, que un motor de encendido provocado, y opera en una amplia escala de tamaños muy pequeños, desde 5 kW_{el} , hasta 10 MW_{el} , para los sistemas mayores.

En los últimos años se puede apreciar una tendencia de uso de combustibles biodiesel y aceite de colza en motores Diesel. Debido a la excelente biodegradabilidad y a la baja ecotoxicidad del aceite de colza / biodiesel, el desarrollo de plantas de microcogeneración en regiones protegidas ecológicamente recibe una mayor atención. Además dichos sistemas alcanzan altas eficiencias, no producen ninguna emisión directa de CO₂ y contribuyen a un suministro eléctrico sostenible en zonas verdes. Por todas estas razones, varios refugios alpinos se han equipado con sistemas de biodiesel o aceite de colza, principalmente en Austria y Alemania.

No obstante, hay algunos detalles a tener en cuenta cuando usamos biodiesel o aceite de colza en motores Diesel, los comentaremos en el siguiente apartado.

4.1.1.2. Motores de encendido provocado.

Este tipo de motor funciona de manera similar a un motor Diesel, pero el sistema sigue el ciclo de Otto, y el encendido es provocado por una chispa eléctrica al final del segundo tiempo. Los motores de encendido provocado tienen potencias que van desde 3 kW_{el}, hasta 6 MW_{el}.

La relación potencia / calor es más baja que la de un motor de encendido por compresión, sin embargo la eficiencia global de este conjunto es mayor.

La siguiente tabla hace un sumario de las características de motores con encendido por compresión y encendido provocado.

Tabla 1: Características de los motores alternativos

	Thermo dynamical cycle	Fuel used	Efficiencies		Power size range
			total	electrical	
Diesel engine	Diesel cycle	Gas, biogas, ELFO*), LFO **), HFO***), rape oil, RME ****)	65 - 90	35 - 45	5 kW _{el} to 20 MW _{el}
Spark ignition engine	Otto cycle	Gas, biogas, naphtha	70 - 92	25 - 43	3 kW _{el} to > 6 MW _{el}
Average cost investment in €/kW _{el} (Fuel oil engine)			340 - 2000		
Average cost investment in €/kW _{el} (spark ignition gas engine)			450 - 2500		
Operation and maintenance costs in €/kWh _{el}			0,0075 - 0,015		

*) Extra Light Fuel Oil, **) Light Fuel Oil, ***) Heavy Fuel Oil, ****) rapeseed methyl ester

El coste de inversión para sistemas de microgeneración varía significativamente dependiendo del tipo de tecnología. La Ilustración 4 proporciona una vista de conjunto de los precios de sistemas de microgeneración basados en motores alternativos

para gas natural, fuel oil, biogas y aceite de colza. Los precios incluyen hardware, transporte, ensamblaje, puesta en marcha y testeo de equipo. Las líneas en la Ilustración 4 representan el precio medio basado en 250 presupuestos de más de 40 proveedores.

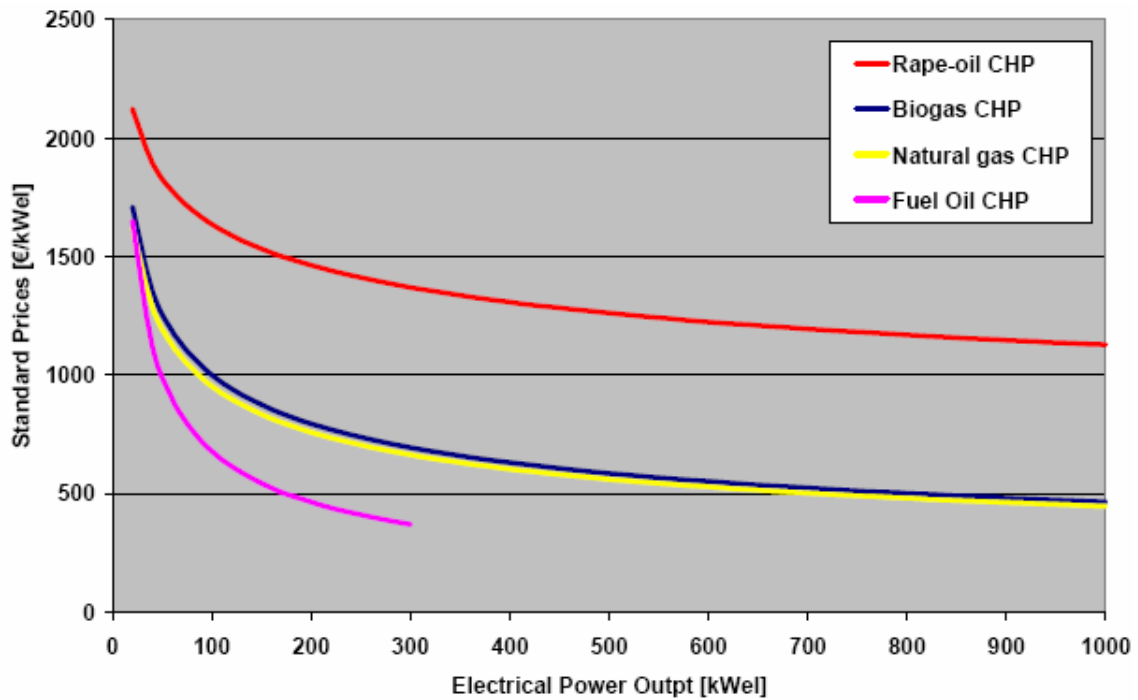


Ilustración 4: Dependencia de inversión específica para motores alternativos en función de la potencia eléctrica generada para motores de aceite de colza, biogás, gas natural y fuel oil (< 300 kW_{el}.)

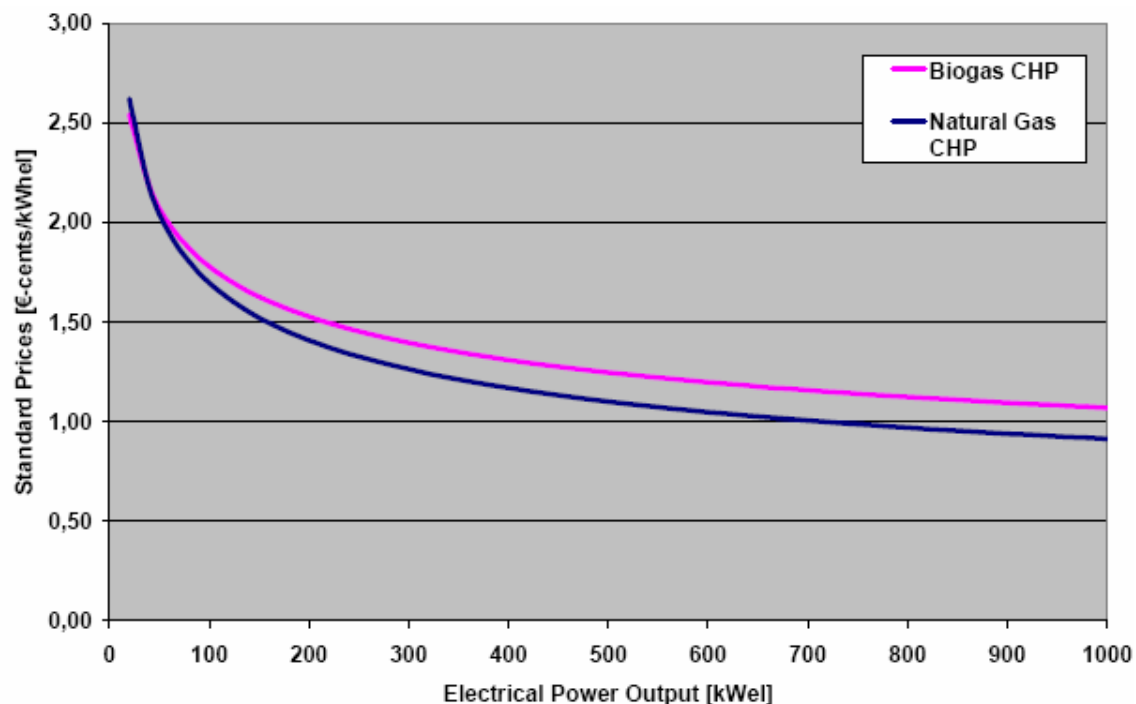


Ilustración 5: Dependencia de precios específicos de mantenimiento para motores alternativos en función de la potencia generada para motores de biogás y gas natural.

Principalmente, los precios estándar de microgeneración con gas natural pueden ser también utilizados como orientación para microgeneración con aceite o diesel, incluyendo un suplemento debido a intervalos de mantenimiento más elevados. Aproximadamente los precios son entre 1 y 5 cents/Kwh para contratos de servicio completo. Este nivel de precio también se aplica para las plantas de microgeneración que funcionan con aceite de colza. Existe una tendencia al uso de gas licuado de petróleo en Austria en los últimos años, debido al elevado precio de las plantas de microgeneración de aceite y diesel. Las compañías que ofrecen la opción de funcionamiento con GLP adicionalmente, ofrecen financiación especial y modos de operación distintos para acoger esta tendencia.

4.1.2. Micro turbinas de gas.

La tecnología básica de las micro turbinas está derivada de los sistemas auxiliares de energía de los aviones, turbocompresores de motores diesel, y diseños automovilísticos.

Las micro turbinas destacan por su fiabilidad, reducido peso, pequeño tamaño y ligereza. Actualmente se están realizando grandes esfuerzos

de I+D para lograr crear una turbina que genere solamente unos pocos kW_{el} ,

Los dispositivos actuales han conseguido casi la misma eficiencia que los motores alternativos de combustión interna, con un menor nivel de emisiones de NO_x y CO .

Las altas temperaturas de salida de las micro turbinas ($>500^\circ\text{C}$) es utilizable para numerosas aplicaciones de alto coste, como proceso directo de secado o de calefacción; también se incluirán próximamente aplicaciones de refrigeración, incluyendo los sistemas de absorción.

Las micro turbinas funcionan de manera similar a sus equivalentes de mayor potencia, pero su eficiencia eléctrica es de tan solo el 15%. No obstante, esto puede ser mejorado con la incorporación de un recuperador (intercambiador calor/calor) que precalienta el aire usado durante el proceso de combustión reutilizando el calor de los gases de escape. Este dispositivo también permite variar la relación generación eléctrica/calor (Ver Ilustración 6).

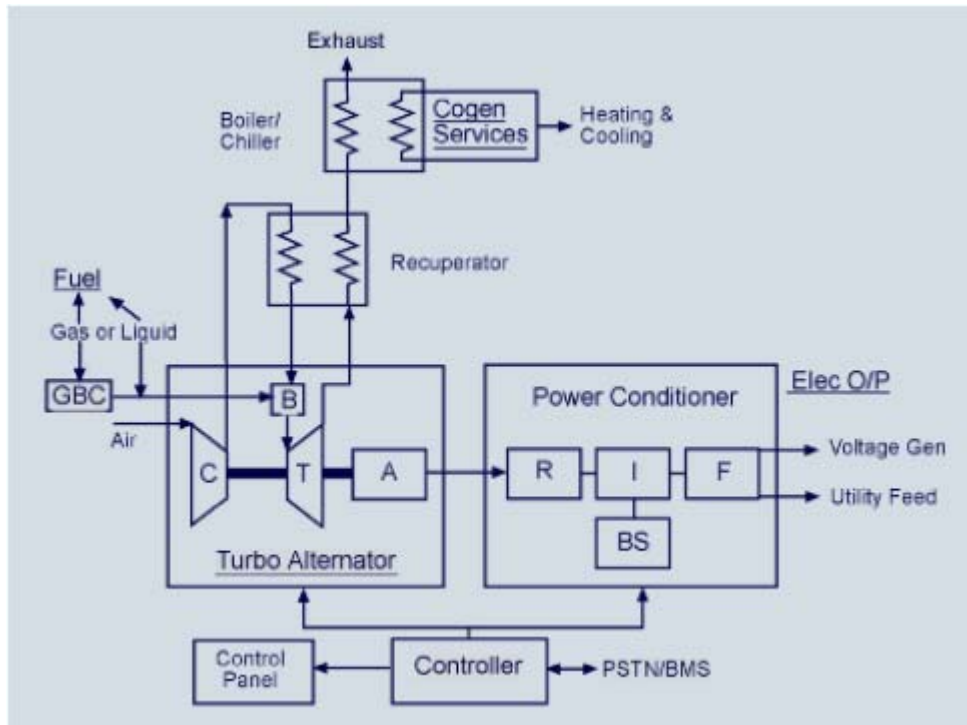


Ilustración 6: Esquema de una micro turbina de un sistema de microgeneración (Facilitado por Bowman Power Systems).

El componente esencial de los sistemas de micro turbina ha conseguido en estos últimos años un diseño muy compacto (Ver Ilustración 7).



Ilustración 7: Planta de microgeneración en Delmenhorst, Alemania.

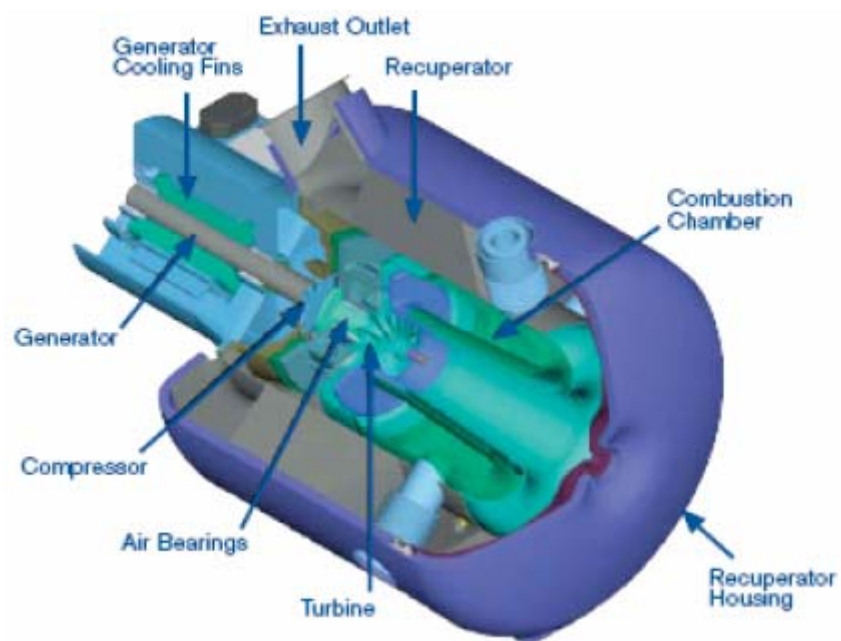


Ilustración 8: Micro turbina modelo C30 de Capstone.

Las micro turbinas todavía son más caras que los motores de combustión interna alternativos (ver la comparativa de costes de inversión en la Ilustración 9).

Debido a las pocas partes móviles del dispositivo, son posibles menores costes de operación y mantenimiento comparado con los motores alternativos de combustión interna. Las expectativas de vida útil de las micro turbinas es de en torno a 40.000 horas.

La siguiente tabla muestra las principales características de las micro turbinas.

Tabla 2: Características de las micro turbinas.

	Power to heat ratio	Fuel used	Efficiencies		Power size range
			Total	electrical	
Micro turbine	0,2 – 0,8	Natural gas, gas oil, diesel, propane, Kerosene,	65 – 90	15 - 30	15 kW _{el} to 300 kW _{el}
		biogas, flare gas, etc.			
Average cost investment in €/kW _{el} (Diesel engine)			900 – 2.500		
Operation and maintenance costs in €/kWh _{el}			0,006 – 0,21		

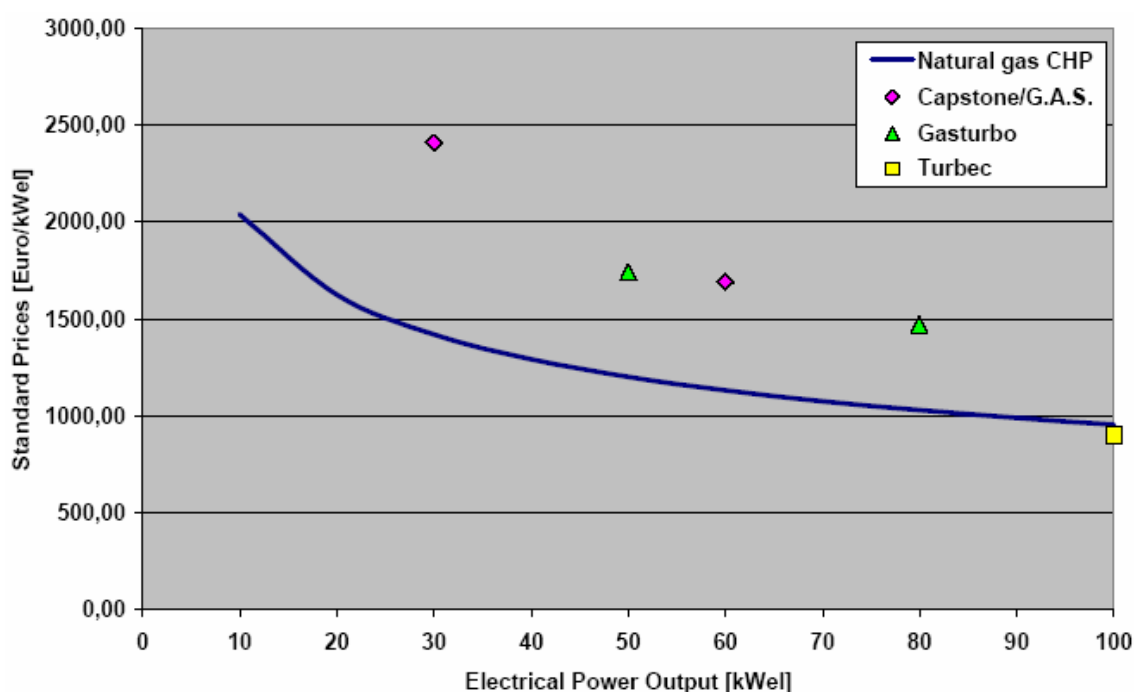


Ilustración 9: Dependencia de los precios específicos de inversión para las micro turbinas seleccionadas comparado con los motores alternativos, en función de la energía eléctrica generada.

4.1.3. Motor Stirling.

Los motores Stirling prometen ventajas con un particular enfoque en microgeneración a pequeña escala, planteando unidades de menos de 1 kW_{el}.

Sus argumentos son: alta eficiencia, buen rendimiento a carga parcial, flexibilidad de combustible, bajo nivel de ruido y emisiones al ambiente.

Comparado con los motores de combustión interna alternativos, el motor Stirling es un motor de combustión externa donde el fluido de trabajo del ciclo no es intercambiado en cada ciclo, por lo tanto queda dentro del ciclo, mientras la energía que acciona el ciclo es aplicada externamente. El quemador que provee calor al ciclo puede funcionar con diferentes combustibles (gasolina, alcohol, gas natural, butano, propano...). La combustión externa facilita el control del proceso de combustión favorece un proceso más limpio y eficiente.



Ilustración 10: Compacto equipo de microgeneración (Facilitado por Whispertec).

Ciclo Stirling

El ciclo Stirling consiste en la expansión y compresión de un gas de trabajo, generalmente Helio o Hidrógeno, dentro de una cámara provista de un sistema de pistones y cigüeñal para mover el gas. La configuración de los pistones puede ser distinta. Por ejemplo: dos pistones en un cilindro, dos

pistones y dos cilindros por ciclo, o cuatro cilindros con cuatro pistones de doble efecto que conducen a cuatro ciclos separados.

La tecnología de ciclo Stirling se encuentra en sus comienzos de comercialización. Debido a esto no existen datos estadísticos de fiabilidad disponibles ni precios. El desarrollo de los motores Stirling en la industria automovilística durante los años 70 no pudo vencer a los convencionales motores de ciclo Diesel y Otto. Sin embargo, las perspectivas prometen investigar e introducir este tipo de tecnología debido a sus bajas emisiones, ruido, vibraciones y rendimiento.

Tabla 3: Características de los motores Stirling.

	Thermo dynamical cycle	Fuel used	Efficiencias		Power size range
			Total	electrical	
Stirling engine	Stirling cycle	Natural gas, gas oil, alcohol, butane	65 – 95	~ 25	3 kW _{el} to 1,5 MW _{el}
Average cost investment in €/kW _{el}			Ca. 2.500 – 4.500 (for < 10 kW Systems)		
Operation and maintenance costs in €/kWh _{el}			N.A.		

4.1.4. Ciclo orgánico de Rankine (ORC).

El ciclo orgánico de Rankine es similar al ciclo de una turbina de vapor convencional, excepto por el fluido que mueve la turbina, que en este caso es un fluido orgánico de alta masa molecular.

El fluido de trabajo elegido permite explotar eficientemente fuentes de calor de baja temperatura para producir energía eléctrica en un amplio rango de potencias (desde pocos kW_{el}, hasta 3 MW_{el} por unidad).

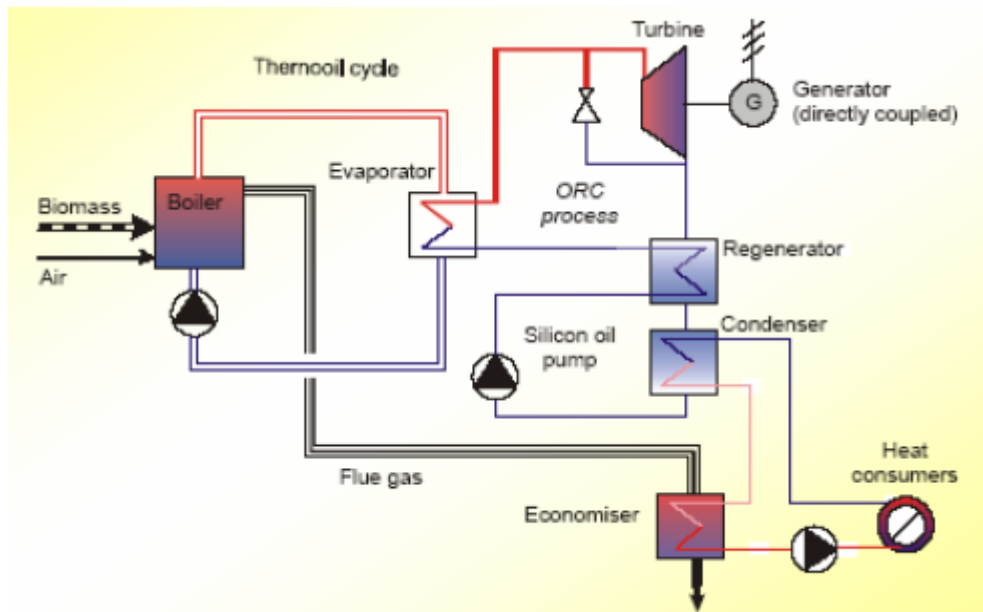


Ilustración 11: Principio de funcionamiento de un ciclo orgánico de Rankine calentado por biomasa.

El fluido orgánico de trabajo se vaporiza aplicando una fuente de calor en el evaporador. El vapor del fluido orgánico se expande en la turbina y luego se condensa utilizando un flujo de agua en un intercambiador de calor del tipo carcasa y tubos (también se puede utilizar aire ambiente como refrigerante). El fluido condensado es bombeado hacia el evaporador otra vez cerrando de este modo el ciclo termodinámico.

Las fuentes de calentamiento y refrigeración no están directamente en contacto con el fluido de trabajo ni con la turbina.

Para aplicaciones de alta temperatura (p.ej. plantas de cogeneración de biomasa), se utiliza aceite térmico de alta temperatura como conductor del calor y se añade un regenerador, para además mejorar el rendimiento del ciclo.

Algunos beneficios clave del ciclo orgánico de Rankine (ORC).

- Ciclo de alto rendimiento.
- Muy alto rendimiento de la turbina (hasta el 85%).
- Baja carga mecánica de la turbina, debido a la baja velocidad periférica.
- Bajas RPM de la turbina, permitiendo así la conexión directa del generador eléctrico sin reductora.

- No hay erosión de los álabes, debido a la ausencia de humedad en las toberas.
- Larga vida útil.
- No necesita operador.

Este sistema también tiene ventajas prácticas, como un proceso de parada y puesta en marcha simple, funcionamiento silencioso, mínimos requerimientos de mantenimiento y buen rendimiento a carga parcial.

Aplicaciones típicas:

- Plantas geotérmicas de baja entalpía, hasta 3 MW_{el} por unidad.
- Plantas de microgeneración de biomasa, en un rango de 400 a 1500 kW_{el}.
- Aplicaciones de recuperación de calor, en un rango de 400 a 1500 kW_{el}.
- Aplicaciones solares.

La empresa Turboden, actualmente el líder europeo en desarrollo de este tipo de productos, ubicada en Italia (Brescia), ha desarrollado un rango estándar de turbo generadores usando como fluido de trabajo aceite de silicona.

Tabla 4: Clasificación de tamaños estandarizados de turbo generadores para plantas de microgeneración de biomasa (Fuente Turbodeon).

	T450-CHP	T500-CHP	T600-CHP	T1100-CHP	T1500-CHP
Heat source	Thermal oil in a closed loop	Thermal oil in a closed loop	Thermal oil in a closed loop	Thermal oil in a closed loop	Thermal oil in a closed loop
Thermal power input from thermal oil	2550 kW	2900 kW	3500 kW	6380 kW	8700 kW
Hot water temperature (in/out)	60 / 80 °C	60 / 80 °C	60 / 80 °C	60 / 80 °C	60 / 80 °C
Thermal power to the cooling water circuit	2025 kW	2320 kW	2800 kW	5115 kW	6975 kW
Net electric power output	450 kW	500 kW	600 kW	1100 kW	1500 kW

Hasta ahora, los sistemas de ciclo orgánico de Rankine que usaban como combustible la biomasa habían sido principalmente utilizados en la industria del procesamiento de madera y en los sistemas de calefacción comunitarios. Para nuestro caso objeto de estudio esta clasificación nos parece demasiado grande para poder realizar soluciones económicas viables y factibles.



Ilustración 12: Instalación de una unidad T450 de la empresa Turbodeon en Austria.

Actualmente Turbodeon se encuentra sumida en 34 proyectos piloto. 16 de estos sistemas se encuentran en operación, principalmente en Alemania y Austria, los demás están en fase de construcción.

4.1.5. Pilas de combustible.

Los sistemas de pila de combustible permanecen actualmente en su fase de Investigación y Desarrollo. Actualmente existen 5 o 6 tecnologías competitivas, las cuales tienen sus pros y sus contras. Dos tecnologías dominan por el momento las actividades guiadas:

- Valliant, con su sistema de $5 \text{ kW}_{\text{el}} / 7 \text{ kW}_{\text{term}}$ PEFC.
- Sulzer Hexis, con su sistema $1 \text{ kW}_{\text{el}} / 3 \text{ kW}_{\text{term}}$ SOFC.

Ambos sistemas están equipados con quemadores auxiliares y calderas para ser utilizados en modo “heat driven”. En los años 2002 a 2006 se experimentaron cinco

sistemas de MCHP en Austria confirmando el reciente estado de Investigación y Desarrollo de esta tecnología.

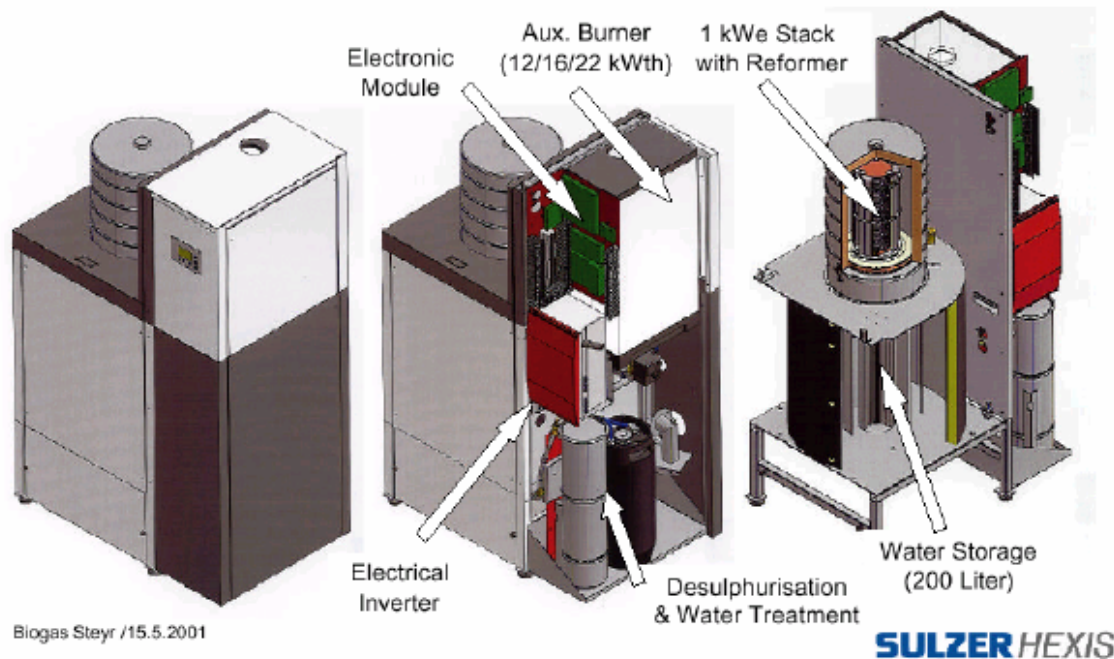


Ilustración 13: Sistema de pila de combustible de Sulzer Hexis equipado con quemadores auxiliares (Fuente Sulzer Hexis).

Actualmente se están llevando a cabo importantes programas de Investigación y Desarrollo por todo el mundo para impulsar estas tecnologías. (Por ejemplo como parte del 6º y 7º programa de I+D de la Unión Europea, programas de I+D de USA, Japón, etc.)

5. Uso especial de combustibles.

5.1. Uso de biodiesel en plantas de microgeneración:

Si utilizamos biodiesel en un motor Diesel, hay que tener en cuenta que el motor Diesel (especialmente las juntas, sellos y partes de goma) es capaz de funcionar con biodiesel. Una mezcla de biodiesel y gasóleo fósil se puede utilizar sin problemas, incluso en concentraciones del 100% de uso de biodiesel. Cuando usamos biodiesel en sistemas de microgeneración las emisiones de partículas, NO_x y CO, son inferiores a las de combustibles fósiles. El uso de catalizadores mejora las emisiones. Debido al hecho de que el biodiesel muestra características higroscópicas, se debe evitar el consumo de agua involuntario. Además, el almacenamiento de biodiesel debe ser tan cuidadoso como con gasoil fósil.

5.2. Uso de aceite de colza en plantas de microcogeneración:

Debido a las características específicas del aceite de colza en comparación con el gasoil y otros derivados del petróleo, el sistema de microcogeneración requiere componentes adaptados en el sistema de almacenaje de combustible, en las conducciones de combustible, en la unidad de precalentamiento, en el sistema de inyección y en el motor en sí mismo. Principalmente hay algunos aceites de vegetales que se pueden utilizar en motores Diesel. No obstante hay mayor experiencia utilizando aceite de colza. Además sólo hay un mínimo de requerimientos de características del aceite de colza reguladas por el “Weihenstephaner quality Standard” y consecutivamente por la norma alemana DIN V 51605.

5.3. Gas Natural (en MEP):

El uso de gas natural como combustible tiene ciertas ventajas frente al uso de combustibles sólidos o líquidos.

El gas natural tiene un número de octano próximo a 130, lo que permite elevar la relación de compresión en los motores expresamente diseñados para el consumo de gas natural, incrementando así el rendimiento termodinámico, mientras que otros se ven obligados a mantener sus relaciones de compresión más bajas.

Cuando suministremos gas natural a un motor diseñado para funcionar con gasolina, notaremos una reducción de potencia de en torno al 15%.

Este combustible evita el picado de biela y el autoencendido debido a su elevado número de octano.

Es un combustible libre de impurezas, por lo que no crea carbonilla que genere puntos calientes.

Además de estas ventajas, tenemos las que siguen:

- El precio por unidad de energía calorífica consumida es sensiblemente menor para el gas natural que para los otros combustibles.
- Según Caterpillar, los costes de mantenimiento son entre un 10 y un 30% más elevados en los motores diesel tradicionales que en los motores a gas de la misma potencia. Al mismo tiempo el empleo de un

combustible limpio como el gas natural, evita el deterioro de los cilindros y alarga la vida del motor.

Como ya se ha comentado, el gas natural puede utilizarse sin ningún problema en motores de encendido provocado, permitiendo diseñarlos para relaciones de compresión con valores de 12 y 13 en lugar de 9 que son las que normalmente se emplean en este tipo de motores cuando se consume gasolina. Un motor de encendido provocado tiene un rendimiento de alrededor del 25%, mientras que con gas natural podrán alcanzar valores de hasta el 32%.

Cuando se está hablando de un motor diesel a gas natural, en realidad se está hablando de un motor que constructivamente deriva del diesel y que está concebido para inyección del combustible como en los diesel convencionales, sino que se utilizan dos procedimientos:

- Compresión de la mezcla aire-combustible e ignición mediante bujía.
- Compresión de la mezcla aire-combustible e inyección de una pequeña cantidad de gasóleo que provocará la combustión del resto de la mezcla.

En el caso de los motores diesel a gas no es posible proceder como en los motores diesel convencionales porque el volumen de gas que es necesario inyectar en el cilindro para obtener la misma energía es muy superior al volumen de gasoil necesario y, por otro lado, la temperatura de autoinflamación del gasoil es más baja que la del gas natural, con lo que para producir la autoinflamación la relación de compresión debería ser mucho más alta cuando se emplease el gas natural y la marcha sería, además, mucho más dura.

6. Características de los sistemas de MICROCOGENERACIÓN.

7.1. Motores Alternativos.

Los motores alternativos están comercialmente disponibles y son producidos por una gran variedad de compañías mundialmente. El líder

del mercado es la compañía Senertec, ubicada en Alemania. El modelo de Senertec, llamado Dachs, genera alrededor de $5,5 \text{ kW}_{\text{el}} / 14 \text{ kW}_{\text{term}}$ dependiendo del modelo (ver figura adjunta). A finales de 2004, Senertec anunció haber vendido más de 10.000 de sus aparatos.

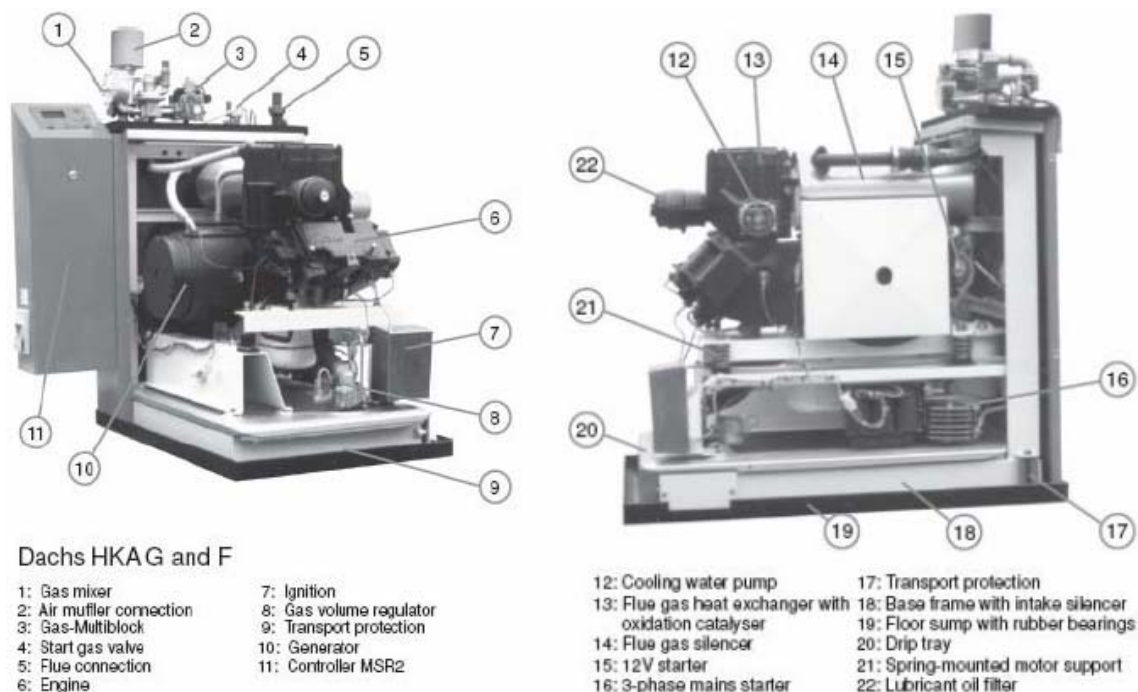


Ilustración 14: Vista frontal y lateral del Dachs 5Kw el / 12,5 Kw term. (Cortesía de Senertec).

Tabla 5: Datos técnicos del Dachs.

Type DACHS	HKA G 5.5	HKA G 5.0	HKA F 5.5	HKA HR 5.3	
		Low NO _x	Low NO _x		
Fuel	Natural gas	Natural gas	LPG *)	ELFO **)	Biodiesel
Electrical output [kW]	5,5	5,0	5,5	5,3	5,3
Electrical output [kW]	12,5	12,3	12,5	10,5	10,3
Fuel input [kW]	20,5	19,6	20,5	17,9	17,6
Max. water flow temp.	83 °C				
Max. water return temp.	70 °C				
Voltage / frequency	3 ~ 230 V / 400 V			50 Hz	
Efficiency					
- electrical	27%	26%	27%	30%	30%
- thermal	61%	63%	61%	59%	59%
-Fuel efficiency	88%	89%	88%	89%	89%
CHP coefficient	0,44	0,41	0,44	0,50	0,51
Noise level at 1 m dB(A)	52 - 56			54 - 58	
Emissions < TA-Luft	X			X	X
Emissions < 1/2TA-Luft		X	X		
Service intervals [running hours]	3.500	3.500	3.500	2.700	Recom- mended: 1400
Minimum methane number	35	35	35		

*) Liquefied petroleum gas; **) Extra Light Fuel Oil

Otra compañía que ofrece productos de microgeneración basados en motores alternativos es Power Plus (recientemente absorbida por la compañía de calderas Valliant) con su Ecopower, módulo de 4,7 kW_{el}, capaz de regular su capacidad (ver figura adjunta).



Ilustración 15: Sistema de MCHP de Ecopower modulante entre (1,3-4,7 Kw el) y (4-12,5 Kw term).

Tabla 6: unidades de MCHP de Valliant (distribuido por Ecopower).

Fuels	Natural gas, LPG
Electrical output	1,3 - 4,7 kW, modulating ¹⁾
Thermal output	4,0 – 12,5 kW, modulating ²⁾
Total efficiency, fuel usage	> 90%
Speed range	1200 – 3600 rpm
Fuel consumption (natural gas)	0,8 m³ - 1,9 m³ per hour
Engine temperature	In operation: 75°C; maximum: 95°C
Cooling water temperatures	In operation: 75°C; maximum: 95°C
Exhaust gas temperature	< 90°C; Maximum: 120°C
Emission levels	NO _x < 70 mg pro Nm³ @ 5% O ₂ CO < 300 mg pro Nm³ @ 5% O ₂
Noise level	56 dB(A) at 2 meters
Dimensions (H x W x L)	108 x 74 x 137 cm
Weight	395 kg
1) Depending on gas quality and ambient air pressure	
2) Ratio between thermal and electrical output is approximately constant over the total power output.	

Otras empresas que ofrecen MCHP basados en motores alternativos son:

- Spilling Energie Systeme GMBH.
- Buderus.
- Oberdorfer (<150 kW_{el}).
- GE Jenbacher (>100 kW_{el}).

Como vemos hay un gran número de proveedores de esta tecnología, los cuales no podemos incluir en su totalidad, por lo tanto sólo pretendemos mostrar los más conocidos, más adelante se incluye un anexo con un mayor número de fabricantes.

Como ya explicamos anteriormente, en los últimos años ha surgido una tendencia a utilizar biodiesel y aceite de colza en motores diesel. Comparado con los combustibles fósiles, las ventajas del biodiesel son su excelente biodegradabilidad y su baja ecotoxicidad. Los aparatos de MCHP basados en biodiesel alcanzan también grandes eficiencias, no producen ninguna emisión de CO₂ directa y contribuye a una fuente de energía sostenible en alojamientos rurales. Más adelante se recopila una lista de fabricantes.



Ilustración 16: MCHP de Spilling (20Kw el / 40Kw term)

Tabla 7: Productos de Spilling Energie Sistems.

Fuels	Natural Gas, LPG, biogas, sewage gas
Electrical output	7 - 20 kW, modulating
Thermal output (at 70 °C return temperature)	12 - 40 kW, modulating
Fuel input	24 - 66 kW
Total efficiency	88 – 91 % (depending on the return temperature)
Speed range	900 - 2.300 rpm
Engine	Kubota industrial engine, 4 cylinders, 2200 cm ³ Lean-burn engine, Oxy cat
Return temperature	30 - 85 °C
Flow temperature	40 - 95 °C
System pressure	max. 4,5 bar
Rated Voltage, frequency	400 V, 50 Hz
Operation mode	Operation in parallel to the grid, emergency operation in case of main grid failure, independent operation
Noise level	60 - 62 dB(A) at 1 meter
Weight incl. control box	720 kg
Dimensions (H x W x L)	150 x 74 x 135 cm
Dimensions control box (H x W x L)	55 x 43 x 135 cm

Tabla 8: Producto serie Logano de Buderus.

CHP Module	DN-20	MN-20	DN-50	DN-70	DN-100	TE-150	LE-190	DN-200
Electr. output [kW]	18	18	50	70	120	143	190	238
Therm. output [kW]	34	32	81	115	200	220	290	363
Fuel input [kW]	56	54	145	204	350	407	560	667
Electr. efficiency [%]	32,1	33,3	34,5	34,3	34,3	35,1	35,5	35,7
Therm. efficiency [%]	60,7	59,3	55,9	56,4	57,1	54,1	51,8	54,4
Total efficiency [%]	92,9	92,6	90,3	90,7	91,4	89,2	87,3	90,1
Engine producer	VW	VW	MAN	MAN	MAN	MAN	MAN	MAN
Engine type	AEG	AEG	E 0824 E	E 0836 E	E 2876 E	E 2876 E	E 2876 LE	E 2842 E
Engine speed [1/min]	1500	1500	1500	1.500	1500	1500	1500	1500
Characteristics	$\lambda = 1$, three way catalyst	$\lambda > 1$ lean operation (no turbo charging)	$\lambda = 1$, three way catalyst	$\lambda = 1$, three way catalyst	$\lambda = 1$, three way catalyst	$\lambda > 1$ lean operation (incl. biogas and sewage)	Lean operation $\lambda \sim 1,6$ (with turbo charging) (incl. biogas and sewage)	$\lambda = 1$, three way catalyst

Tabla 9: Productos de Oberdorfer.

	OD 70 NG V02	OD 90 NG V02	OD 70 PG V02	OD 70 BIO V01	OD 50 BIO V03	OD 150 BIO V01	OD 150 BIO V03
Fuel	Natural gas	Natural gas	LPG	Biogas	Biogas	Biogas	Biogas
Electrical output [kW]	70	90	70	70	49	98	143
thermal output [kW]	119	136	123	114	90	150	221
Fuel input [kW]	220	270	225	220	17,6	293	416
max. feed temperature	90°C	90°C	90°C	90°C	86°C	90°C	90°C
max. return temperature	70°C	70°C	70°C	70°C	70°C	70°C	70°C
Electrical efficiency	32%	33,2%	31,3%	32%	29,5%	33,4%	33,4%
Thermal efficiency	54%	50,4%	54,2%	51,8%	54,5%	54,2%	53,9%
Fuel usage	86%	83,6%	85,5%	83,8%	84%	84,7%	87,3%
NO _x emissions [mg/Nm ³] ¹⁾	500	250	250	500	500	500	500
CO emissions [mg/Nm ³] ¹⁾	650	200	200	650	650	650	1000
Dimensions: Width [cm] Length [cm] Height [cm]	85 330 191	85 330 191	85 330 191	85 330 191	91 330 185	110 360 230	110 360 230
Weight [kg]	2470	2470	2470	2470	2800	4000	4000
All given information is based on full load. 1) Based on 5% O ₂							

Tabla 10: Productos de GE Jenbacher (gas natural NO_x<500mg/m³)

	Electrical output ¹⁾		Thermal output ²⁾		ICWT ³⁾
	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	
	kW _{el}	kW _{el}	kW _{th}	kW _{th}	°C
JMS 208 GS-N.L	330	335	361	409	40
JMS 212 GS-N.L	526	539	633	706	40
JMS 312 GS-N.L	625	633	746	815	40
JMS 316 GS-N.L	836	848	997	1,087	40
JMS 320 GS-N.L	1,065	1,060	1,197	1,322	40
JMS 420 GS-N.L	1,413		1,505		40
JMS 612 GS-N.L	1,644	1,622	1,665	1,685	40
JMS 616 GS-N.L	2,188	2,159	2,249	2,273	40
JMS 620 GS-N.L	3,047	2,991	3,047	3,081	40
1) ISO standard output, at 1.500 rpm/1.800 rpm and standard reference conditions according to ISO 3046/I-1991; at p.f. = 1.0 according to VDE 0530 REM					
2) Total with a tolerance +/- 8 %					
3) ICWT = inter cooler water temperature					

Un interesante desarrollo de producto japonés es el sistema de Honda de 1 kW_{el} llamado Ecowill, principalmente utilizado en viviendas unifamiliares. Si se comercializara en Europa, esta tecnología podría asimismo desarrollarse en alojamientos rurales. La unidad de cogeneración de Honda combina el motor de gas natural más pequeño del mundo (GE 160V), con un ligero

sistema de generación. El sistema se basa en un motor Otto de $\lambda=1$, con un catalizador de tres vías y control de realimentación de oxígeno para reducir la cantidad de emisiones de NOx. Osaka Gas distribuye este sistema y ya ha vendido más de 30.000 unidades.



Ilustración 17: Sistema de MCHP de 1Kw el, Honda (Ecovill).

Tabla 11: Características del sistema Honda Ecovill.

	Gas engine (power generation unit)		Hot water supply and central heating system utilising waste heat
Power output	1,0 kW	Hot water storage temperature	70 °C or above
Thermal output	3,25 kW	Hot water storage volume	150 l
Fuel input	5,54 kW	Heating capacity	11 kW or more
Electric system	1 phase, 3 wires, 200 V/100 V (50 Hz/60 Hz)	Supplementary boiler capacity	34,9 kW
Electrical efficiency	20 % (LHV)	Maximum input	43,6 kW
Thermal efficiency	65 % (LHV)	Dimensions (H x W x L)	185 x 70 x 40 cm
Dimensions (H x W x L)	88 x 58 x 38 cm	Weight	120 kg or less
Weight	81 kg	Heat utilisation	Hot water supply, floor heating, bathroom heating and drying, etc.
Noise	44 dB(A)	Remote control	Furnished with Eco Navigation function
Frequency of periodic inspections	Once after 6000 hours of operation (or 3 years)		

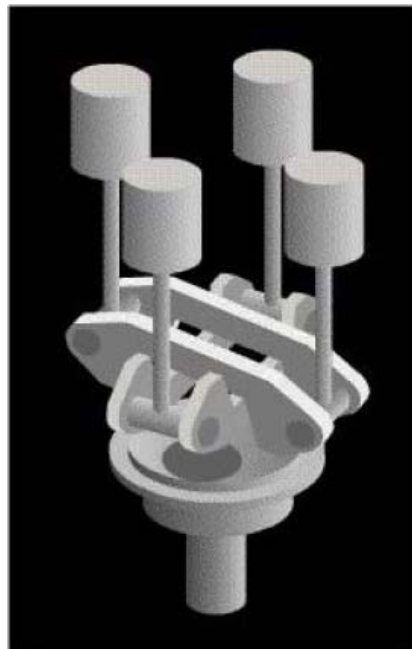
Otras compañías asiáticas que ofrecen productos de MCHP son Yanmar, Aisin y Sanyo. De los E.E.U.U. Victor Cogen también está desarrollando un sistema de MCHP. Se espera que estas compañías empiecen a distribuir sus productos en Europa en los próximos años, después de haber completado su proceso de I+D utilizando sus mercados nacionales.

7.2. Motores Stirling.

Los motores Stirling se encuentran entre la fase piloto y demostración, y la fase de marketing. Se siguen llevando a cabo pruebas de mercado, pero los productos comerciales iniciales ya se han definido y se encuentran al borde de su producción en serie. La mayor parte de actividades de marketing se podría atribuir a dos marcas:

- WhisperTech (Nueva Zelanda).
- Solo (Alemania).

La compañía WhisperTech, afincada en Nueva Zelanda está desarrollando un motor llamado WhisperGen, con una capacidad de hasta $1,2 \text{ kW}_{\text{el}}$ y $8 \text{ kW}_{\text{term}}$. En las centrales eléctricas de WhisperGen, hay cuatro pistones colocados en configuración axial. Como los motores Stirling requieren unos componentes de una producción muy precisa, el paso de ampliar de pequeña escala a la producción en serie representa un claro reto. La empresa británica Powergen, parte de la alemana E.ON, ha ordenado 80.000 centrales



eléctricas WhisperGen en 2005.

Ilustración 18: Unidad de MCHP de WhisperTech, 4 cilindros alfa-stirling (1,2Kw el/ 4,8 Kw term).

Respecto a sistemas por encima de 1 kW_{el} , las compañías alemanas Solo, Mayer&Cie y Sunmachine han estado desarrollando máquinas basadas en motores Stirling. El motor de Solo vendió alrededor de 60 unidades (incluyendo unidades de prueba) a finales de 2005 en Europa.

Tabla 12: Características técnicas del módulo Solo Stirling 161.

Fuels	Natural gas, LPG
Electrical output	2 - 9,5 kW
Thermal output	8 - 26 kW
Fuel input	16 – 40 kW
Engine speed	1500 rpm
Electrical efficiency (@ 50 – 100% load)	24 %
Total efficiency (in condensing mode)	92 - 96 %
Working gas	Helium
Service intervals	5.000 - 8.000 h
Emissions CO	40 – 60 mg/m ³
Emissions NO _x	80 - 120 mg/m ³
Emissions NMHC max.	2 mg/m ³
Dimensions (L x B x H)	128 x 70 x 98 cm
Weight	450 kg
Output and efficiencies are based on flow temperature of 50 °C in the heating system	



Ilustración 19: módulo Solo Stirling 161 Micro KWK.

Otras compañías que desarrollan sistemas de microgeneración basados en motores Stirling son: MicroGen (UK), SunMachine (Alemania), EnAtEC micro-cogen B.V. (Holanda), Stirling Systems (Rep. Checa), etc. De todos modos, los productos de estas compañías siguen en su fase de I+D. Solo y SunMachine también se encuentran experimentando con quemadores de serrín y concentradores solares.

7. Aplicación de las plantas de MCHP (incluyendo planificación, selección e integración al sistema de electricidad y ACS).

7.1. General.

El principal potencial de las instalaciones con MCHP se encuentra fundamentalmente en edificios con sistemas de calefacción central. Esto generalmente significa que los sistemas convencionales de calefacción son reemplazados por generadores de electricidad con intercambiadores de calor y calderas de almacenaje. El calor producido es utilizado para calefacción y ACS y posiblemente refrigeración, la energía eléctrica se utiliza en el edificio, o realimenta a la red.

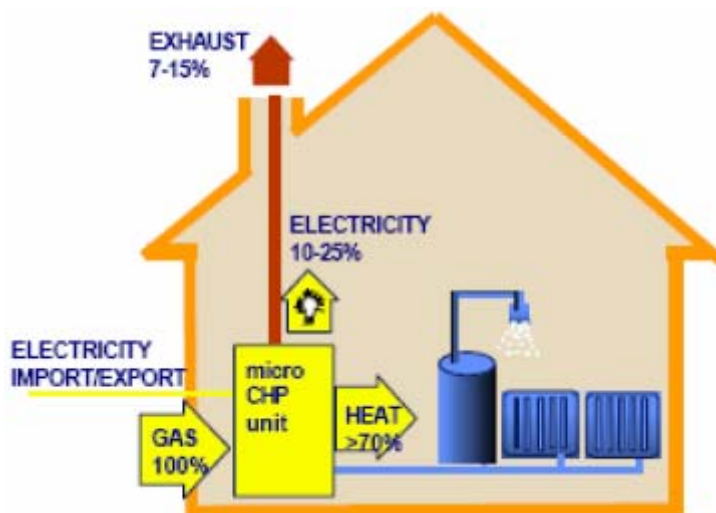


Ilustración 20: visión conceptual de la aplicación de una planta de MCHP.

En los últimos años podríamos apreciar una tendencia al uso de unidades de MCHP en regiones aisladas. Especialmente en edificios sin conexión a la red eléctrica y/o con menos fiabilidad de suministro que utilizando una unidad de MCHP conectada a baterías y tanques de almacenamiento de agua caliente.

Además, en lugar de utilizar gasoil como combustible, hoy en día, se utilizan aceite de colza o biodiesel como combustible que respeta el medio ambiente. Especialmente en regiones sensibilizadas con la ecología de los sistemas implementados, como montañas debido a razones de conservación aire, tierra y aguas subterráneas; estos sistemas tienen claras ventajas medioambientales.

En el pasado se han realizado diversos estudios para determinar el potencial de la MCHP en Europa. Por ejemplo, estudios como MicroMap, que observa un gran potencial para las plantas de MCHP. Ellos desarrollaron escenarios según los cuales en 2020, de 5 a 12 millones de estaciones de MCHP pudieran ser entregados en Europa, con Reino Unido, Alemania y Holanda como mercados iniciales. MicroMap concluyó que los motores Stirling tienen el mayor potencial en suministro doméstico.

El proyecto FutureCogen estimó que bajo asunciones optimistas, que más de 50 GW_{el} podrían instalarse en la Europa de los 15. El mercado en masa para las instalaciones de MCHP se establecería en el reemplazamiento de calderas de gas y aceite.

A pesar del sostenible potencial identificado anteriormente, el desarrollo en Europa de los sistemas de MCHP en mercados competitivos es un poco desalentador.

La gran diferencia entre las expectativas y la realidad hacen que sea importante identificar las barreras que son responsables de esta discrepancia.

Las principales razones se encuentran en:

- Lento desarrollo de estas tecnologías.
- La evaluación de las oportunidades económicas.
- La estructura política.

- La aceptación del consumidor.

Como la microcogeneración no está muy desarrollada en todos los países europeos, se intentará dar una guía de información y herramientas para hacer estudios de viabilidad.

Los pasos necesarios para realizar un estudio de viabilidad son:

- Determinar la demanda energética.
- Análisis de costes energéticos.
- Redactar un concepto para la selección del sistema de microcogeneración.
- Concepto final e investigar actividades.

7.2. Procedimiento para determinar la demanda energética.

La determinación de la demanda energética es un paso preconditionante para la planificación de un sistema de MCHP. En caso de existir sistemas energéticos, la electricidad y el consumo de calor pueden ser medidos y, después de verificarlo, la demanda estará calculada.

7.2.1. Suministro de energía eléctrica.

Para proceder al análisis del suministro de energía eléctrica, el siguiente procedimiento para determinar el suministro de energía eléctrica en plantas existentes:

- 1º Calcular el suministro de energía eléctrica (por ejemplo de una factura mensual o anual de gas y electricidad).
- Especificar parámetros relevantes para los distintos tipos de energía.

Tabla 13: Análisis de la demanda energética.

		Quantity kWh/(H _{LHV})/a*) l/a t/a kWh _{th} /a kWh _e /a	Output kW/(H _{LHV})/a l/a t/a kWh _{th} /a kWh _e /a	Temperature °C	Pressure bar	Heat value kWh/(H _{LHV})/m ³ kWh/(H _{LHV})/l kWh/(H _{LHV})/kg	Methane number
Fuel							
Gaseous	Type of gas						
Liquid	ELFO **)						
	LFO ***)						
	HFO ****)						
Solid	Coal/coke Wood fuels						
Heat	Warm water						
	Hot water						
	Steam						
Electricity	HT *****)						
	LT *****)						

*) Lower Heating Value; **) Extra Light Fuel Oil; ***) Light Fuel Oil; ****) Heavy Fuel Oil;

*****) HT = high tariff, LT = low tariff)

7.2.2. Determinación de la estructura de demanda energética y de calefacción. Trazado de curvas de carga.

Este paso incluye la determinación de los patrones de consumo eléctrico y de calefacción teniendo en cuenta parámetros físicos (niveles de temperatura requeridos, etc.) y las horas de operación. Las mediciones deben comprender periodos de tiempo representativos.

Se deben determinar las curvas de carga diarias, semanales y anuales. En la práctica, las curvas de carga diarias para el consumo de electricidad o la generación de electricidad y calor se encuentran rara vez disponibles para días de un periodo representativo.

Esto significa que debemos determinar la demanda y generación tan fiel a la realidad como nos sea posible basándonos en varias curvas de carga de días típicos.

Será necesario asegurarnos en cada caso individual si se dispone de las curvas de carga representativas.

Para la determinación de las curvas típicas para electricidad y calor se pueden utilizar los siguientes periodos:

- **Demanda de calor, incluyendo ACS (5 curvas diarias).**
 - **INVIERNO** (Octubre a Febrero), diferenciando días nublados y más calurosos.
 - **TRANSICIÓN** (Marzo, Abril, Mayo, Septiembre), diferenciando días nublados y más calurosos.
 - **VERANO** (Junio, Julio y Agosto)

- **Demanda eléctrica (4 curvas diarias).**
 - **TARIFA DE INVIERNO** (Octubre a Febrero), diferenciando días laborables, domingos y festivos.
 - **TARIFA DE VERANO** (Marzo a Septiembre), diferenciando días laborables, domingos y festivos.

Se podría obtener un conocimiento más detallado de las necesidades de calor y electricidad analizando curvas típicas de carga adicionales. El proceso para la obtención de curvas de carga típicas diarias debe asumirse con cautela ya que debe ser representativa de un gran número de días.

La demanda de calor debe ser cubierta por el calor generado por la unidad de MCHP y cuando sea necesario, por el calentador adicional instalado.

Mientras que la demanda eléctrica debe cubrirse por la electricidad generada por la unidad de MCHP y cuando sea necesario, ayudada por electricidad adicional proveniente de la red eléctrica y/o otros sistemas (generadores, baterías, etc.).

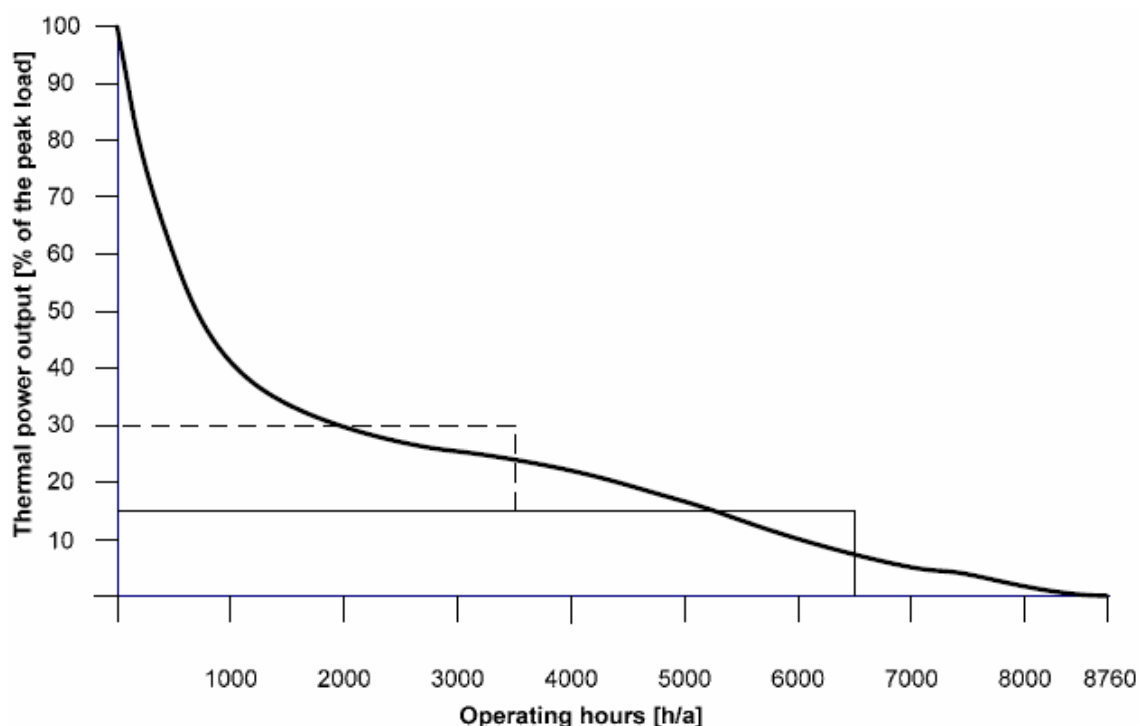


Ilustración 21: Ejemplo de curva de carga de calor anual.

Los rectángulos representan rangos de potencia que podrían ser generados por la unidad de MCHP, (línea continua: 6500 horas, línea discontinua: 3500 horas). Las áreas en las que la generación de calor de la unidad de MCHP se encuentran por encima de la curva de carga, representan el tiempo de carga de los tanques de almacenamiento (normalmente parte de un sistema de MCHP).

7.3. Análisis de los costes actuales energéticos.

Los costes de suministro energético se determinan de las facturas anuales, o de multiplicaciones de cantidades y producción con los precios pertinentes.

Tabla 14: Costes energéticos.

		Power generation costs	Output costs	Total costs
		€/a	€/a	€/a
Fuel				
Gaseous	Type of gas:			
Liquid	ELFO *)			
	LFO **)			
	HFO ***)			
Solid	Coal/coke			
	Wood fuels			
Heat				
Electricity				

*) Extra Light Fuel Oil; **) Light Fuel Oil, ***) Heavy Fuel Oil

Es preferible conocer el uso individual de cada tipo de energía, en términos de cantidades, producción, uso temporal (curvas de carga) y

niveles de temperatura (particularmente T^a de retorno). Si no existen datos, se deben llevar a cabo mediciones en periodos representativos para superar estos vacíos de conocimiento.

En el caso de edificios más grandes (hoteles, hospitales, etc.) con sistemas energéticos más complejos, debería disponerse de planos para los diferentes tipos de energía con detalles de los puntos de suministro y extracción, dimensiones, presión y zonas de temperatura.

Asimismo, un diagrama de flujo energético nos ayudará a evitar malas interpretaciones y fallos.

Tabla 15: Estructura del sistema energético.

	Plan	Dimension	Feed-in point	Extraction point
Electricity				
Heat				
Steam				
Cold				

Los posibles ahorros de energía deben ser identificados. Además los cambios en la demanda futura de energía deben asimismo tenerse en cuenta (por ejemplo: ampliaciones, renovaciones...). La demanda energética corregida con el ahorro energético y la demanda anticipada deben tenerse en cuenta en la futura estructura de demanda, es decir, hay que corregir las curvas de demanda.

Tabla 16: Estructura de la futura demanda energética.

	Quantity kWh _e /a kWh _{th} /a kWh _c /a	Output kW _{el} kW _{th} kW _c	Temperature °C	Pressure bar	Operating time/ load curve
Electricity					
Heat					
Steam					
Cooling energy					

7.4. Seleccionar la planta de MCHP necesaria.

Para la selección de un sistema de microgeneración se deben reunir una serie de datos para concretar la demanda energética del edificio. Una vez en este punto, debemos mencionar que los sistemas de cogeneración normalmente se encuentran equipados con un calentador para cargas pico o un tanque de almacenamiento adicional para garantizar el suministro de calor.

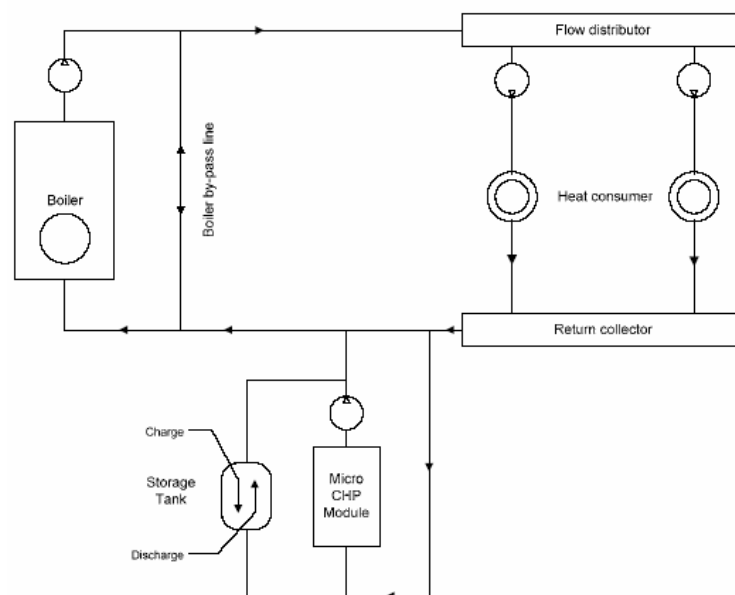


Ilustración 22: Esquema de integración de tanque de almacenamiento en serie con MCHP y caldera.

Tabla 17: Volúmenes típicos de tanques de almacenamiento en función a la potencia calorífica.

	CHP Size 1	CHP Size 2	CHP Size 3	CHP Size 4	CHP Size 5
Thermal power output [kW]	12,5	32	100	194	378
Storage tank - volume [l] ⁶	540	1380	4300	8340	16250

7.4.1. Selección de tipo, tamaño y número de sistemas de MCHP.

La selección llevada a cabo para el sistema de MCHP debe asegurar los requerimientos de la instalación. Se debe prestar especial atención a los combustibles disponibles y sus condiciones.

CHP plant					
Model		Type			
Output					
electrical	kW_{el}				
thermal from	kW_{th}	Useful temperature:	Flow		Return
Exhaust gas	kW_{th}		$^{\circ}\text{C}$		
Cooling water	kW_{th}		$^{\circ}\text{C}$		
Engine oil	kW_{th}		$^{\circ}\text{C}$		
Charge air	kW_{th}		$^{\circ}\text{C}$		
total	kW_{th}				
Fuel requirement	$\text{kW}(\text{H}_{\text{LHV}})$				
Operative principle			Methane number demand		
Spark-ignition gas engine					
Diesel engine					
Diesel/gas engine					
Gas turbine					
other					
Supercharging					
Fuel			Methane number supply:		Gas pressure
Natural gas					
LPG					
Landfill gas					
Sewage gas					
Other types of gas					
ELFO/diesel fuel **)					
Other					
Exhaust gas cleaning procedure					
Lean-burn engine					
3-way catalyst					
SCR					
Oxi-cat					
other					

*) Lower Heating Value; **) Extra Light Fuel Oil; ***) Heavy Fuel Oil; ****) HT = high tariff, LT = low tariff)

7.4.2. Curvas del sistema de MCHP para generación de electricidad y calor.

Se deben realizar las curvas de carga para la producción de energía eléctrica y calor por parte del sistema de MCHP; y compararlas con las de demanda para así adaptarlas.

7.4.3. Determinación del modo de operación.

Dependiendo de los requerimientos, las unidades de MCHP pueden funcionar en dos diferentes modos:

- Producción de calor.

La variable que controla el funcionamiento de la unidad de MCHP es la demanda de calor. La energía generada se utiliza para uso propio o se vierte a la red. El sistema de cogeneración será apoyado por calderas para cubrir los requerimientos de calor.

- Producción de electricidad.

La demanda de electricidad es la variable que controla el funcionamiento de la unidad de MCHP. Hay tres modos de operación principalmente:

- En PARALELO con otros sistemas. La unidad de MCHP suministra a los consumidores hasta alcanzar la máxima producción de energía eléctrica. Las solicitudes extra se cubren mediante suministro de la red.
- INDEPENDIENTE. Muchas veces la unidad de MCHP debe cubrir la demanda energética completa del propietario (ayudada por batería).
- Apoyo de emergencia. También se puede utilizar a modo de reserva.

La energía térmica que produce simultáneamente el sistema de MCHP se aprovecha lo mejor posible, utilizando tanques de almacenaje apropiados y otros elementos.

- Modo combinado. Este tipo de funcionamiento requiere un sistema de gestión de datos que elija el modo óptimo según las necesidades.

- Producción de calor con función de picos de electricidad.
- Máxima demanda de electricidad o calor.
- Mínima demanda de electricidad o calor.

Para alcanzar un compromiso óptimo entre demanda y producción, es posible configurar diferentes modos de operación. La selección del modo más favorable se determinará por criterios económicos.

7.4.4. Balance entre electricidad y calor.

Los balances energéticos y el periodo operacional deben determinarse en base a la futura estructura de demanda energética, la estructura de cogeneración y considerando que tipo de demanda energética se cubrirá con el sistema de MCHP.

Tabla 18: Balance energético.

Module characteristics				
	Model	Type	Quantity	
<i>Module output</i>				
Electrical				
Thermal		When t =		
Fuel requirements				
Electricity balance				
Demand	CHP system generation	Supplementary demand	Surplus	Utilization period
kWh _e /a	kWh _e /a	kWh _e /a	kWh _e /a	h/a
Thermal balance				
Demand	CHP system generation	Supplementary demand	Surplus	Utilization period
kWh _{th} /a	kWh _{th} /a	kWh _{th} /a	kWh _{th} /a	h/a

7.5. Selección de sistemas de MCHP.

7.5.1. General.

Diferentes presupuestos y selecciones para los módulos de la instalación pueden influenciar el resultado económico y tecnológico de conceptos tales como planificación y viabilidad.

El óptimo económico y ecológico debe determinarse variando el tamaño y número de módulos de MCHP. Los resultados del balance energético deben ser utilizados como base para evaluar la eficiencia económica.

7.5.2. Métodos para evaluar la eficiencia económica.

Aunque se debe asegurar la conformidad con las condiciones legales durante el proceso de creación de las distintas opciones, uno de los principales criterios de selección a tener en cuenta es la eficiencia económica de la instalación.

La base de cada evaluación de eficiencia económica es la determinación precisa de costes e ingresos (o gastos evitados).

Los factores más significantes a tener en cuenta son los costes de inversión, de operación y mantenimiento y los beneficios. Además las tarifas eléctricas y de combustible, precio de compra y venta de energía.

La evaluación de la eficiencia económica se puede llevar a cabo utilizando métodos usados en matemática financiera. Se debe dar preferencia a los siguientes métodos:

- Método de la anualidad.
- Método del valor presente neto.
- Método de la tasa interna de retorno.

Si utilizamos el **método de la anualidad**, se calculan los costes anuales a partir de las inversiones determinado en base a una tasa de interés fijado con el propietario y el correspondiente periodo de uso utilizando la posterior anualidad.

Los costes anuales se suman, y el precio de la generación de electricidad se resta para obtener los costes de producción de calor anuales.

No obstante este cálculo está basado en la suposición de un flujo constante anual de fondos.

Las subidas de precio para cada tipo individual de energía no se tienen en cuenta.

El **método del valor presente neto** se utiliza para hallar el valor presente de una inversión. Este método se obtiene a partir de la diferencia entre el “cash flor” entrante y saliente en un periodo de tiempo determinado.

Este método puede tener en consideración las subidas de precio. La tendencia del método a través de los años de vida útil muestra tanto el *periodo de amortización* como los *beneficios* al final del periodo de explotación.

El periodo de amortización es un factor importante que refleja el tiempo que transcurre desde que efectuamos la inversión hasta que se recupera el capital invertido.

ES UN FACTOR IMPORTANTE PARA CALCULAR EL RIESGO FINANCIERO.

Cuanto más corto sea el periodo de amortización, menor será el riesgo.

Tanto la información del riesgo, como los detalles del beneficio que podemos alcanzar son de gran ayuda a la hora de seleccionar un concepto adecuado.

El **método de la tasa interna de retorno** calcula la tasa porcentual de retorno en la inversión de capital.

Para una estimación inicial se podría comparar la tasa interna calculada con una preestablecida.

Este método puede tener en cuenta subidas de precios. Puede resultarnos de utilidad un análisis de sensibilidad cuando evaluemos el futuro desarrollo económico, por ejemplo subidas de precios.

Aunque la eficiencia económica de un proyecto de instalación de microgeneración es un criterio importante en el procedimiento de selección, también es necesario tener en cuenta otros factores como fiabilidad de suministro, emisiones, ruido producido, requisitos constructivos, etc.

7.5.3. Costes de inversión.

Durante las primeras evaluaciones económicas groso modo, los datos de inversión específica para los sistemas de microgeneración referidos a potencia instalada son útiles. Para determinar estos costes, es necesario obtener datos precisos de los fabricantes a cerca de los componentes tabulados a continuación:

Position Nr.	Plant	Investment (€)
1	CHP System	
	Module/quantity	
	Electrical switch gears	
	Lubricant supply/disposal	
	Exhaust gas system	
	Emergency cooler	
	Ventilation system	
	Integration	
	Electricity	
	Fuel	
	Heat	
	Water	
	Miscellaneous	
2	Peak load boiler and or storage boiler(s)	
3	Water treatment	
4	Fuel supply	
5	Water supply	
6	Transformer	
7	Process automatic	
8	Remote control technology	
9	Chimneys	
	CHP System	
	Peak load boiler	
10	Constructions/foundations	
	CHP module(s)	
	Peak Load boiler	
	Chimney(s)	
11	Building	
12	Sound proofing	
13	Estate	
14	Planning costs	
15	Delivery	
16	Approval costs	
17	Acceptance costs	

7.5.4. Costes de combustible.

Debemos comparar los precios (en caso de tener varios proveedores posibles) teniendo en cuenta el tipo y cantidad de combustible.
En caso de gas natural, los precios se refieren al poder calorífico inferior.

7.5.5. Costes de operación y mantenimiento.

Se debe pedir información de los costes de mantenimiento, reparación y supervisión, y compararlos con plantas similares o distribuidores. Cualquier coste que se acumule en el periodo de observación para revisión general o renovación parcial debe ser tenido en cuenta. Se debe someter a comparativa la gama de mantenimientos, desde mantenimiento rutinario, hasta mantenimiento integral.

Como dato meramente informativo, podemos comentar los siguientes costes de mantenimiento:

En cuanto a los costes de mantenimiento se pueden estimar

comprendidos entre 0,06 y 0,09 € por kWh generado. En motores de gran potencia son necesarias las siguientes operaciones:

Cambio de bujías: 2.000 -4.000 h

Reglaje taqués: 10.000 -20.000 h

Revisión general: 30.000 h

Cambio de motor: 60.000 h

7.5.6. Ejemplos simplificados para el análisis económico de las plantas de MCHP.

En este apartado estudiaremos el análisis económico de tres plantas de MCHP que utilizan como combustible gas natural y tienen una potencia < 100kW_{el}. Estas son instalaciones típicas que podrían utilizarse en hoteles rurales de pequeño y mediano tamaño.

Los sistemas son:

- Senertec. 5,0 kW_{el}.
- Oberdofen. 70,0 kW_{el}.
- Oberdofen. 90,0 kW_{el}.
- Capstone. 60,0 kW_{el}. (Turbina de gas).

Tabla 19: Parámetros para análisis económico.

	Unit	ICE 5,0 kW	ICE 70 kW	ICE 90 kW	Micro gas turbine 60 kW
Electr. Output	kW	5,0	70	90	60
Therm. Output	kW	11,7	118,3	147	145
Electr. Efficiency	%	26	32	33	26
Therm. Efficiency	%	61	54	54	63
Price	€	13.500	78.000	91.000	101.000
Maintenance costs (Full Service Contract)	€-Cents/kWh	2,0	1,8	1,7	1,0
Life time	Years	15	15	15	10 *)
Interest rate	%	6	6	6	6
Fuel costs for natural gas	€-Cents/kWh	3,5	3,1	3,1	3,1

*) Because of missing experience for the micro gas turbine a life time of 10 years was assumed.

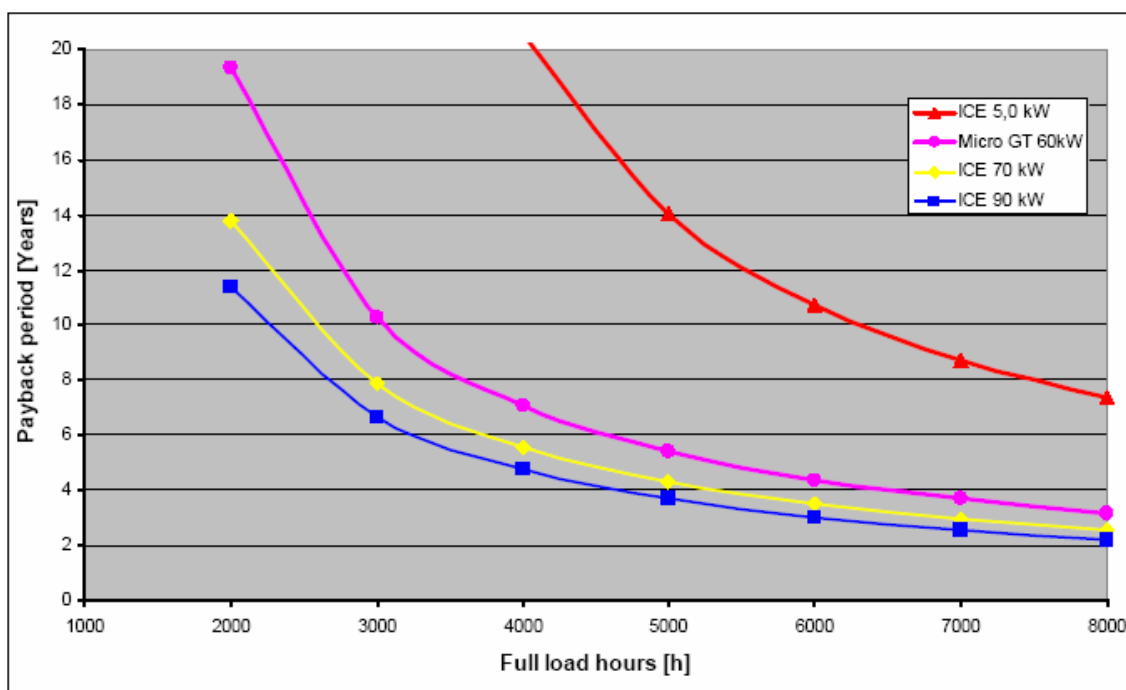


Ilustración 23: Periodo amortización Vs. Horas plena carga.

La ilustración 23 muestra una visión de conjunto del periodo de amortización para cuatro plantas de MCHP en función de las horas que trabaje a plena carga. Debido a los menores costes específicos de inversión para los mayores sistemas el periodo de amortización de estas es mucho menor que para la de 5 kW_{el}.

Los proyectos que cuentan con una media de horas de plena carga entre 4000 y 4500 pueden conseguir un periodo de amortización de menos de 5 años.

Para las instalaciones de menor potencia debemos aceptar periodos de amortización más largos. Cualquier bajada de costes mejora significativamente el periodo de amortización.

Cuando ponemos en marcha un proyecto concreto, la efectividad en los costes del proyecto debe ser analizada mediante un análisis sensible.

En la Imagen 24 se ha llevado a cabo un análisis sensible, teniendo en cuenta la unidad de 90 kW_{el}.

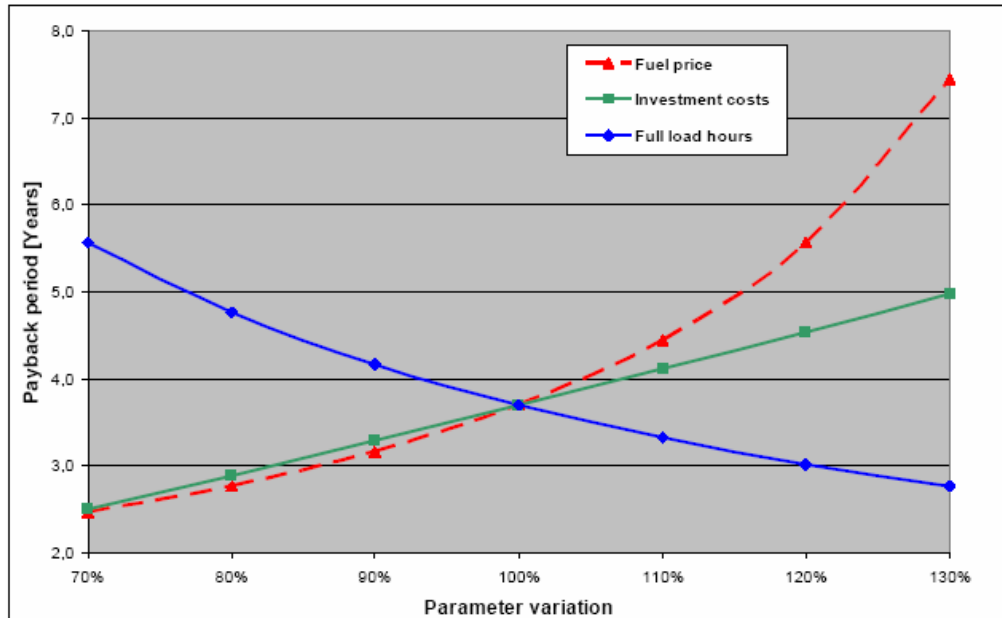


Ilustración 24: Variación de los parámetros: "precio de combustible", "costes de inversión" y "horas de funcionamiento a plena carga" . Como base se ha tenido en cuenta la planta de 90 kW el y 5000 horas de funcionamiento a plena carga.

La mayor influencia en el periodo de amortización la tienen el precio del combustible y las horas de funcionamiento a plena carga. Si se incrementan un 10% las horas de funcionamiento a plena carga el periodo de amortización mejora hasta 3,3 años (desde 3,7 años). Por el contrario, si el número de horas de funcionamiento a plena carga disminuye en un 10%, el periodo de amortización se ve incrementado hasta 4,2 años.

La subida de precios del combustible tiene un efecto similar en torno al 10% de subida. En este caso, el periodo de amortización se ve incrementado en un 20% (de 3,7 a 4,4 años). Una bajada en el precio del gas natural del 10% hace que el periodo de amortización baje en torno al 14% (hasta 3,2 años).

7.6. Sistema final.

El sistema final se debe escoger teniendo en cuenta las diferentes alternativas analizadas y su eficiencia económica.

Junto con varios factores económicos y técnicos, se debe tener especial consideración a los aspectos de integración:

7.6.1. Integración en el sistema de calefacción (modo producción de calor).

La unidad de MCHP se instala como una caldera adicional. La temperatura de retorno del flujo debe ser tan baja como sea posible ($<70^{\circ}\text{C}$) y el sistema de MCHP debe tener prioridad sobre la caldera para alcanzar un gran número de horas de funcionamiento. La prioridad de operación de la unidad de MCHP se garantizará mediante la integración de una central de control.

Como el sistema de MCHP está solamente diseñado para parte de la carga térmica, las calderas adicionales tienen una mayor potencia térmica. Además, se recomienda equipar las calderas con quemadores modulantes para evitar cambios de temperatura bruscos en el flujo de retorno del sistema de calefacción.

Generalmente la integración hidráulica es eficiente en costes y debe ser fiable. En caso de encontrarnos con un sistema de calefacción ya existente se deben evitar grandes reconstrucciones. Algunos factores importantes para la integración hidráulica del sistema de MCHP son:

- Estado del sistema de calefacción y de control.
- Temperatura de operación del flujo y temperatura de retorno.
- Cantidad de agua circulante y tamaño de la bomba de circulación.
- Condiciones ambientales.

Básicamente hay dos maneras de integrar la planta de MCHP y la caldera auxiliar:

- Integración en serie.
- Integración paralela.

7.6.1.1. Conexión en serie.

La conexión en serie significa que la unidad de MCHP se conecta al flujo principal de retorno del sistema de calefacción. El sistema de MCHP recibe el flujo de retorno antes que la caldera. La MCHP toma parte del flujo de retorno en la conexión “A” y sube la temperatura. En el punto “B” esta agua vuelve a ser inyectada en el flujo de retorno principal otra vez. Esto produce una subida de temperatura del flujo de retorno de la caldera. Si fuera necesario la caldera aumenta la temperatura del agua hasta la deseada según nuestras necesidades.

Es aconsejable instalar una línea de by-pass para evitar el flujo a través de la caldera si este no fuera necesario (periodos fuera de picos). Según la experiencia e información recabada, podemos asegurar que la conexión en serie es un método muy seguro de operación y podemos alcanzar grandes periodos de funcionamiento con nuestra unidad de MCHP.

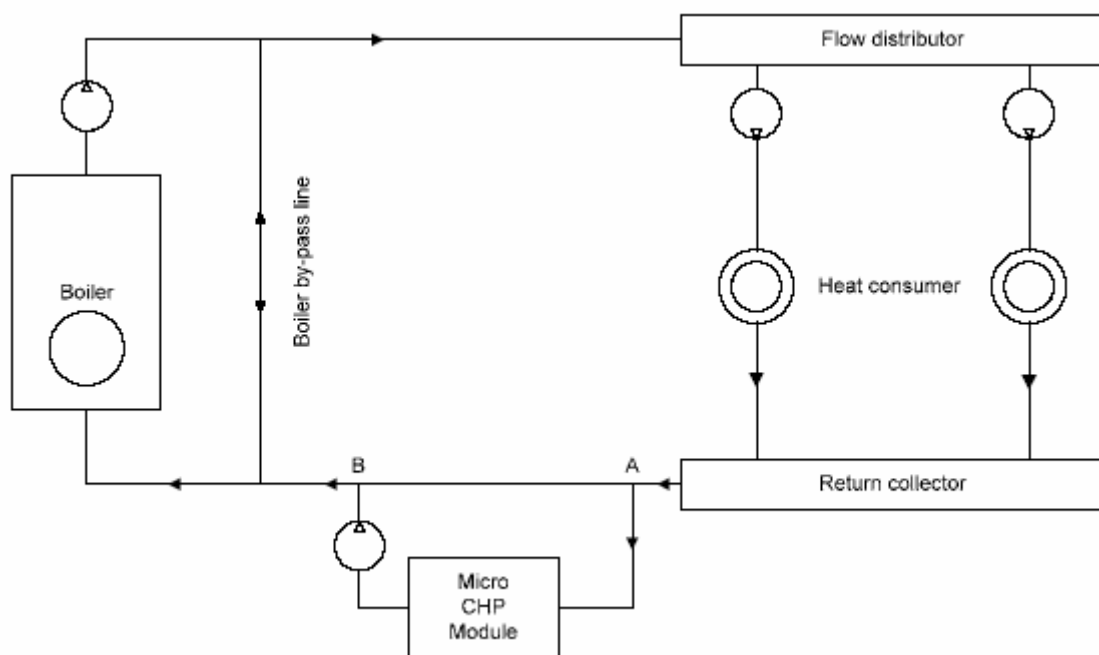


Ilustración 25: Esquema básico de conexión en serie de MCHP y caldera.

7.6.1.2. Conexión en paralelo.

La conexión en paralelo de MCHP y caldera se utiliza para temperaturas de flujo de retorno muy bajas (por ejemplo en calderas

de condensado). Este tipo de integración se utiliza para sistemas de cogeneración de mayor tamaño y sistemas de calefacción más complejos.

En el caso de integración paralela, el agua del flujo de retorno se distribuye proporcionalmente al rendimiento de cada sistema individual (se puede incrementar el rendimiento de cada uno de los sistemas). Para evitar cualquier efecto adverso debido a los cambios de velocidad del flujo, es conveniente desconectar los generadores de calor (parte primaria) y los consumidores de calor (parte secundaria) con una línea de compensación (interruptor hidráulico).

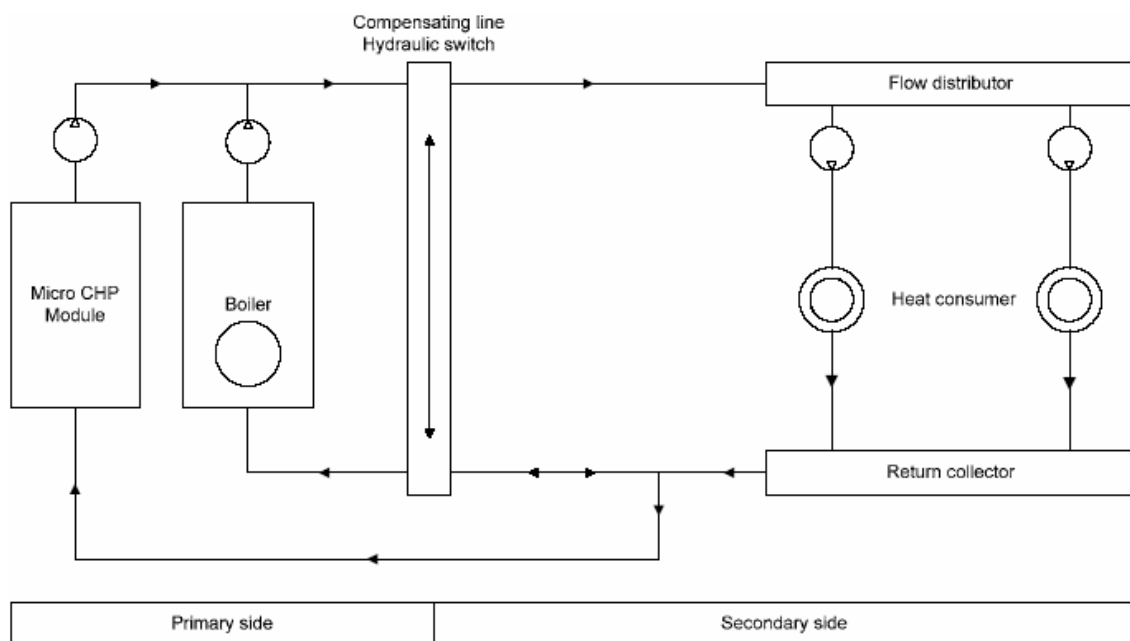


Ilustración 26: Esquema básico de conexión en paralelo de MCHP y caldera.

7.6.1.3. Integración del sistema de control.

Básicamente utilizaremos un módulo de control para controlar el funcionamiento del sistema de MCHP. El módulo de control es una parte integrante del sistema de microcogeneración y se incluye en su venta. Esta unidad controla todas las variables necesarias para el funcionamiento.

Las características principales del módulo de control son:

- Sistema de gestión del motor (control de rendimiento).
- Monitorización de electricidad de red y generada (Incluyendo control de sincronización, frecuencia y rendimiento).
- Control de emisiones de gas.
- Parada de emergencia.

Si el sistema de MCHP viene equipado sólo con un módulo de control, la unidad funcionará hasta que la temperatura del flujo de retorno llegue a la temperatura deseada (por ejemplo 70°C).

Normalmente la demanda de calor se cubre con la unidad de MCHP y una caldera para los picos. Por esta razón es necesario un sistema de control para el sistema completo.

El sistema de control central debe encargarse de las siguientes tareas:

- Garantizar una operación continua del sistema de MCHP (reduciendo los arranques al mínimo).
- Máximo tiempo de operación del sistema de MCHP.
- Carga y descarga del tanque de almacenaje (si se dispone).

Para reducir las puestas en marcha y maximizar el tiempo de operación la unidad de MCHP debe tener prioridad sobre la caldera. La unidad de control enciende primero los módulos de MCHP (en caso de instalación de múltiples módulos) y si la demanda de calor sigue aumentando, las calderas instaladas se encienden secuencialmente. El arranque debe ser en forma continua para proveer la apropiada demanda de calor.

Básicamente hay que diferenciar entre integrar un sistema de control en:

- Una instalación de calefacción nueva.

- Una instalación de calefacción ya existente.

7.6.2. Integración en el sistema eléctrico.

El carácter de la integración o el modo de funcionamiento planeado es decisivo cuando seleccionamos los generadores y el equipamiento eléctrico.

Son posibles los siguientes tipos:

- Funcionamiento en paralelo: Conexión a la red pública con el mismo voltaje y frecuencia, se pueden utilizar generadores asíncronos o síncronos.
- Funcionamiento independiente: no conectamos a la red pública, sólo utilizar generadores síncronos.
- Funcionamiento de emergencia: se es necesario, se conecta el equipo si se produce un fallo del sistema principal, sólo utilizar generadores síncronos.

7.6.2.1. Reglas técnicas y organizativas para la instalación de sistemas de MCHP que funcionen en paralelo con la red.

Para obtener mayor información acerca de la legislación vigente que regula la producción de energía en régimen especial adjuntamos en el ANEXO 1, el RD 661 de 25 de mayo de 2007.

7.6.3. Proyecto de una planta independiente.

Para una planta independiente, básicamente se necesitan las siguientes partes:

- Baterías.
- Inverters.
- Unidad de microcogeneración.
- Sistema de gestión de baterías.
- Tanque de almacenamiento.
- Unidad de refrigeración.

La unidad independiente debe adaptarse a las necesidades eléctricas y térmicas. Básicamente, una unidad independiente puede diseñarse para:

- Múltiples unidades de MCHP conectadas en paralelo.
- Unidades de MCHP y calderas en paralelo para cubrir la demanda pico.
- Una combinación de MCHP y otros sistemas de calefacción.

La unidad independiente de MCHP suministra electricidad a edificios con tres inversers de una fase para así formar una red de suministro trifásica. Se recomienda instalar un inverter adicional para garantizar el suministro.

Si las baterías están cargadas, la continua salida de los inversers debe garantizar el suministro eléctrico constante.

Cuando se conecta la unidad de MCHP, la electricidad de salida de dicha unidad se suma a la salida permanente de los inversers para proporcionar la máxima electricidad disponible.

Cuando la unidad de MCHP no está operativa, el periodo total de suministro se determina por la capacidad de la batería y depende de su consumo total. La cantidad de demanda de calor que puede ser cubierta depende de la conexión hidráulica elegida.

Además, la mayoría de empresas recomiendan un sistema de gestión de las baterías. Este sistema de gestión garantiza los procedimientos especiales de utilización de baterías, mejorando así la vida de las baterías.

En caso de que la energía eléctrica producida no pueda ser utilizada por ningún consumidor o almacenada en baterías, esta electricidad será utilizada por un calefactor eléctrico para producir agua caliente en la caldera de apoyo. La caldera almacena también la energía térmica que no ha sido utilizada. En caso de que la energía térmica no sea utilizada y no se puede almacenar, se liberará enfriándose.

Hay que comentar que el máximo rendimiento eléctrico de la unidad de MCHP disminuye conforme nos elevamos sobre el nivel del mar. La pérdida debida a estos niveles viene tabulada en la siguiente tabla.

Tabla 20: Energía eléctrica producida dependiendo del nivel del mar.

Rated output [kW]	5,5	5,0	4,5	4,0
Corresponds to sea level [m]	Up to 1000	Up to 1500	Up to 2000	Up to 2500

La siguiente figura muestra un ejemplo de la integración eléctrica de una planta independiente de MCHP.

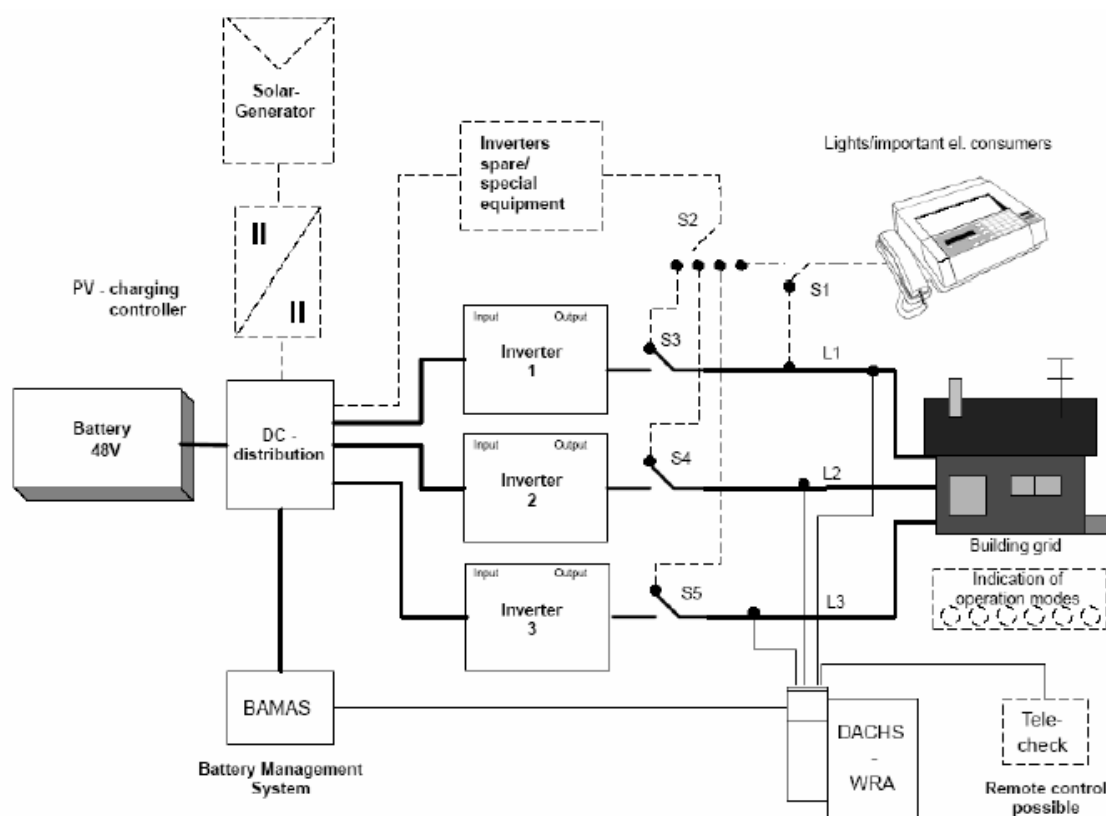


Ilustración 27: Esquema de una instalación independiente.

Generalmente se dimensiona la capacidad de la batería en función de la demanda base (1/3 a 1/4 de la carga pico). El pico eléctrico debe ser cubierto por la unidad de MCHP. Los valores estándar para seleccionar el tamaño de la batería se listan a continuación.

Tabla 21: Valores estándar para seleccionar tamaño de batería.

Consumo eléctrico medio por día [Kwh]	Hasta 15 kWh	Hasta 20 kWh	Hasta 30 kWh	Hasta 50 kWh	Hasta 70 kWh	Hasta 90 kWh	Por encima de 90 kWh
Tamaño mínimo de batería en Ah. Sistema de batería de 48 V.	420 Ah	490 Ah	600 Ah	800 Ah	1000 Ah	1200 Ah	1500 Ah and more

Una batería con mayor capacidad de la necesaria puede reducir los ciclos de carga/descarga e incrementar la vida de la batería. También si hay una mayor demanda energética (que supere la potencia de la MCHP) durante un gran periodo de tiempo (más de 2 horas), se debe seleccionar una batería mayor.

La siguiente tabla muestra un resumen de los periodos de tiempo estándar para recarga (valor de carga < valor solicitado) y el posible tiempo de suministro dependiendo de los diferentes tamaños de batería (basado en baterías ácidas de plomo) dependiendo del consumo medio solicitado cuando la unidad de MCHP no está conectada.

Tabla 22: Valores estándar para la selección de baterías.

Voltaje Batería	Capacidad de la batería	Consumo medio [Kw]	Tiempo estimado hasta recarga [h]	Tiempo posible de suministro (batería totalmente cargada) [h]
48 V	420 Ah	0,5	6,5	24
		1,0	3,5	13
		2,0	2	6,5
		4,0	1	2,5
		6,0	0,5	1
48 V	600 Ah	0,5	9,5	35
		1,0	5,5	19
		2,0	3	10
		4,0	1,5	4
		6,0	1	2
48 V	800 Ah	0,5	13	48
		1,0	7	26
		2,0	4	14
		4,0	2	6
		6,0	1,2	3,5
48 V	1000 Ah	0,5	16	57
		1,0	9	29
		2,0	5	16
		4,0	2,5	8
		6,0	1,5	4,5

7.6.4. Integración hidráulica para funcionamiento sin conexión a la red.

Generalmente, el sistema debe equiparse con un tanque de almacenamiento (al menos de 500 l). El tanque de almacenamiento contiene el calor generado durante la producción de electricidad. El calor puede ser utilizado para ACS y otros propósitos de calefacción.

Para garantizar la producción de electricidad, se debe limitar el incremento de la temperatura del flujo de retorno a valores apropiados (si el consumo de calor del edificio es demasiado bajo). La unidad de enfriamiento de emergencia siempre debe estar conectada en el flujo de retorno de la MCHP. Si los quemadores se utilizan para comunicar el calor, es óptimo utilizarlos lo mejor posible por ejemplo en una habitación secadero. Si se utiliza una piscina como enfriador de emergencia, el calor excedente puede ser introducido en la piscina mediante intercambiadores de calor.

Si utilizamos un modo de producción de calor en el edificio, es obligatorio instalar un generador de calor adicional (calentador eléctrico o caldera).

A continuación se muestran tres posibles casos para la integración hidráulica de una unidad independiente:

- **Conexión hidráulica para producción principal de electricidad**: La unidad de MCHP solo funciona bajo criterios de producción eléctrica. Normalmente la unidad de MCHP es controlada por el sistema de gestión de baterías. Si no es necesario dispositivo de arranque en frío (recomendado en Senertec Dachs cuando $T^a < 5^{\circ}\text{C}$), no es necesario instalar otro dispositivo de calefacción.

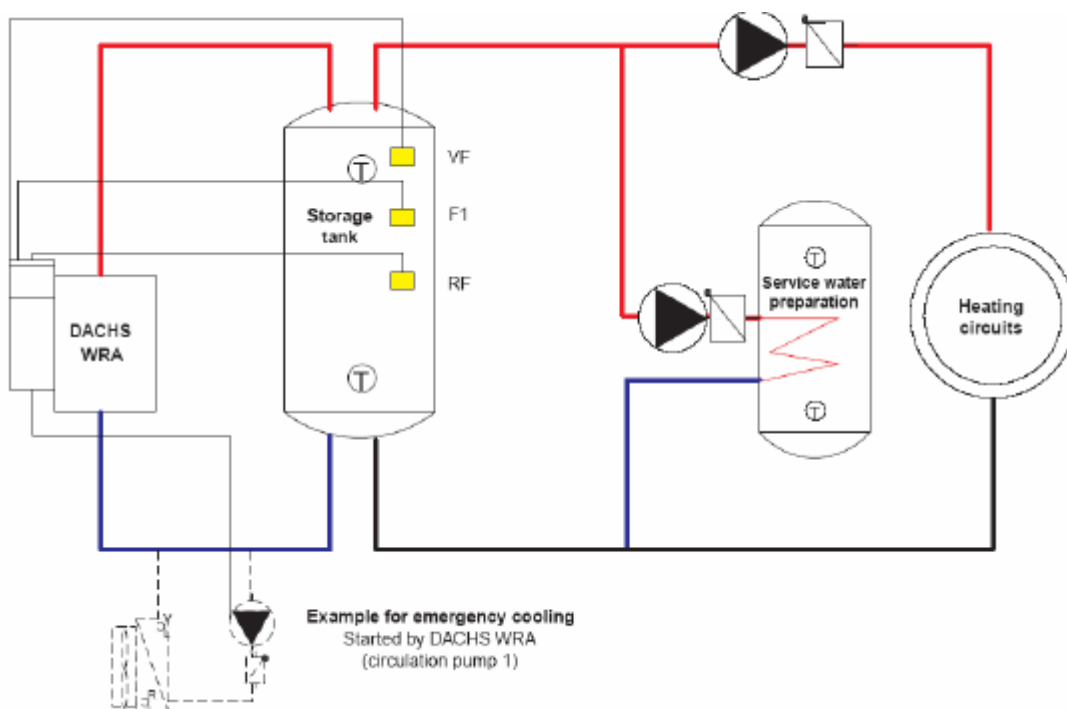


Ilustración 28: Conexión hidráulica para generación eléctrica.

- **Conexión hidráulica para producción de calor y electricidad con calentador eléctrico:** La unidad de MCHP funciona según los criterios de producción de electricidad y calor. Si no es necesario un dispositivo de arranque en frío, el calentador eléctrico debe instalarse en el tanque de almacenaje. Si se necesita una salida de enfriamiento de emergencia, debe ser instalada en el flujo de retorno de la unidad de MCHP.

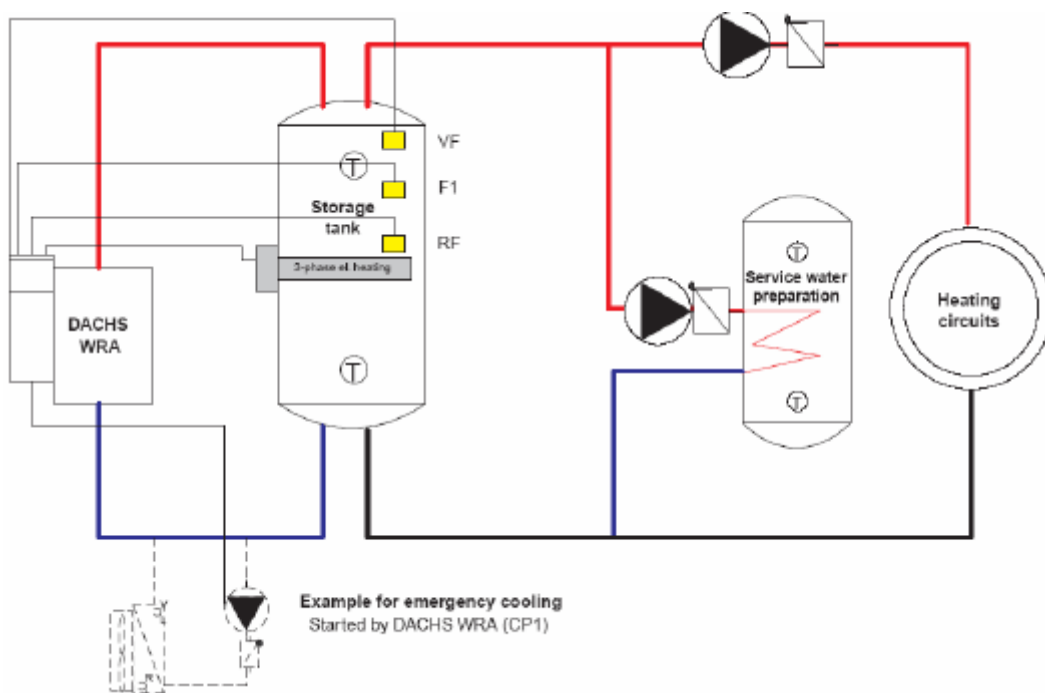


Ilustración 29: Conexión hidráulica para producción de calor y electricidad incluyendo calentador eléctrico.

- **Conexión hidráulica con caldera adicional:** La unidad de MCHP funciona solamente según criterios de generación eléctrica. En este caso la caldera debe cubrir las necesidades básicas de calor del edificio.

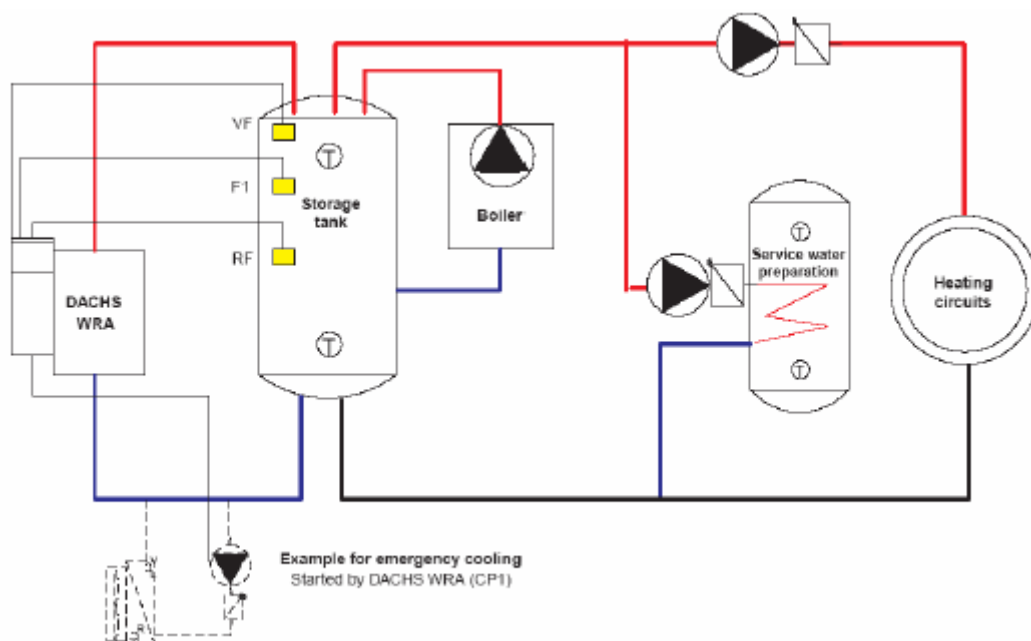


Ilustración 30: Conexión hidráulica incluyendo una caldera.

8. Análisis técnico económico de viabilidad.

8.1. Consumos energéticos sin cogeneración

8.1.1. Facturación eléctrica

La tarifa empleada para el cálculo de la factura eléctrica de cada una de las viviendas y par el consumo comunitario es para BT la 2.0 (General, potencia no superior a 15 kW) cuyo término de potencia es 1'415263 €/ kW y mes; y el de energía, de 0'080401 €/kWh.

8.1.1.1. UnaVivienda

Los consumos eléctricos por vivienda, han sido facilitados por Iberdrola, así como su distribución anual (porcentajes de consumo mes a mes).

Por lo tanto, se han calculado las facturas por vivienda según consumo.

Consumo Individual: 2200 kWh – 3200 kWh

	2200	2400	2600	2800	3000	3200
ENERO	180,4	196,8	213,2	229,6	246	262,4
FEBRERO	180,4	196,8	213,2	229,6	246	262,4
MARZO	169,4	184,8	200,2	215,6	231	246,4
ABRIL	180,4	196,8	213,2	229,6	246	262,4
MAYO	195,8	213,6	231,4	249,2	267	284,8
JUNIO	195,8	213,6	231,4	249,2	267	284,8
JULIO	198	216	234	252	270	288
AGOSTO	184,8	201,6	218,4	235,2	252	268,8
SEPTIEMBRE	189,2	206,4	223,6	240,8	258	275,2
OCTUBRE	169,4	184,8	200,2	215,6	231	246,4
NOVIEMBRE	176	192	208	224	240	256
DICIEMBRE	180,4	196,8	213,2	229,6	246	262,4

Facturas de viviendas según consumo:

2200 kWh	Pot.Contratada (kW)	Tp (€/ kWh mes)	Cuota término potencia	Energía consumida (Kwh)	Te(€/ kWh)	Cuota término energía	Impuesto electricidad	Alquiler equipos (€)	IVA	TOTAL (€)
ENERO	5,5	1,415263	7,78 €	180,4	0,08	14,50 €	1,10 €	0,54 €	3,83 €	27,76 €
FEBRERO	5,5	1,415263	7,78 €	180,4	0,08	14,50 €	1,10 €	0,54 €	3,83 €	27,76 €
MARZO	5,5	1,415263	7,78 €	169,4	0,08	13,62 €	1,06 €	0,54 €	3,68 €	26,69 €
ABRIL	5,5	1,415263	7,78 €	180,4	0,08	14,50 €	1,10 €	0,54 €	3,83 €	27,76 €
MAYO	5,5	1,415263	7,78 €	195,8	0,08	15,74 €	1,16 €	0,54 €	4,04 €	29,27 €
JUNIO	5,5	1,415263	7,78 €	195,8	0,08	15,74 €	1,16 €	0,54 €	4,04 €	29,27 €
JULIO	5,5	1,415263	7,78 €	198	0,08	15,92 €	1,17 €	0,54 €	4,07 €	29,48 €
AGOSTO	5,5	1,415263	7,78 €	184,8	0,08	14,86 €	1,12 €	0,54 €	3,89 €	28,19 €
SEPTIEMBRE	5,5	1,415263	7,78 €	189,2	0,08	15,21 €	1,14 €	0,54 €	3,95 €	28,62 €
OCTUBRE	5,5	1,415263	7,78 €	169,4	0,08	13,62 €	1,06 €	0,54 €	3,68 €	26,69 €
NOVIEMBRE	5,5	1,415263	7,78 €	176	0,08	14,15 €	1,09 €	0,54 €	3,77 €	27,33 €
DICIEMBRE	5,5	1,415263	7,78 €	180,4	0,08	14,50 €	1,10 €	0,54 €	3,83 €	27,76 €
										336,57 €

356,13 €375.69 €

395,25 €

414.81 €

3200 kWh	Pot.Contratada (Kw)	Tp (€/ kWh mes)	Cuota término potencia	Energía consumida (kWh)	Te(€/ kWh)	Cuota término energía	Impuesto electricidad	Alquiler equipos (€)	IVA	TOTAL (€)
ENERO	5,5	1,42	7,78 €	262,4	0,08	21,10 €	1,42 €	0,54 €	4,94 €	35,78 €
FEBRERO	5,5	1,42	7,78 €	262,4	0,08	21,10 €	1,42 €	0,54 €	4,94 €	35,78 €
MARZO	5,5	1,42	7,78 €	246,4	0,08	19,81 €	1,36 €	0,54 €	4,72 €	34,22 €
ABRIL	5,5	1,42	7,78 €	262,4	0,08	21,10 €	1,42 €	0,54 €	4,94 €	35,78 €
MAYO	5,5	1,42	7,78 €	284,8	0,08	22,90 €	1,51 €	0,54 €	5,24 €	37,97 €
JUNIO	5,5	1,42	7,78 €	288	0,08	23,16 €	1,52 €	0,54 €	5,28 €	38,28 €
JULIO	5,5	1,42	7,78 €	268,8	0,08	21,61 €	1,45 €	0,54 €	5,02 €	36,41 €
AGOSTO	5,5	1,42	7,78 €	275,2	0,08	22,13 €	1,47 €	0,54 €	5,11 €	37,03 €
SEPTIEMBRE	5,5	1,42	7,78 €	246,4	0,08	19,81 €	1,36 €	0,54 €	4,72 €	34,22 €
OCTUBRE	5,5	1,42	7,78 €	256	0,08	20,58 €	1,40 €	0,54 €	4,85 €	35,15 €
NOVIEMBRE	5,5	1,42	7,78 €	262,4	0,08	21,10 €	1,42 €	0,54 €	4,94 €	35,78 €
DICIEMBRE	5,5	1,42	7,78 €							
										434,37 €

8.1.1.2. 8, 16 Y 24 VIVIENDAS.

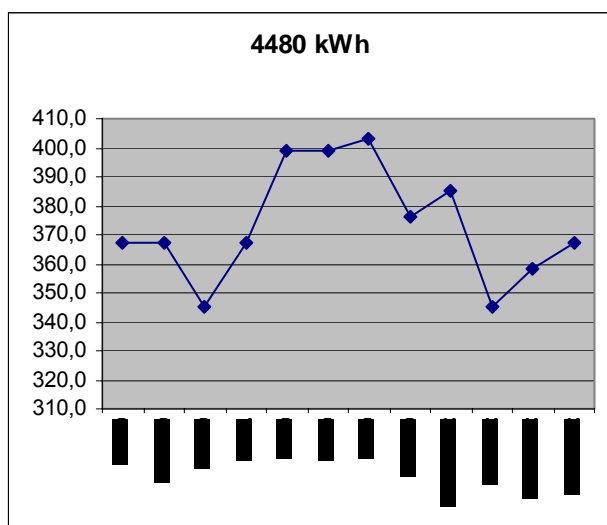
Tendremos que tener en cuenta además de la suma de los consumos de todas las viviendas del edificio, el consumo común, es decir, consumo de ascensores y de puntos de luz existentes fuera de las viviendas pero dentro del edificio.

Los consumos son datos facilitados por Iberdrola, así como su distribución anual (porcentajes de consumo mes a mes).

8 Viviendas: 4480 kWh

kWh	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
4480	367,4	367,4	345,0	367,4	398,7	398,7	403,2	376,3	385,3	345,0	358,4	367,4

La gráfica de consumo mes a mes son:



Factura de bloque comunitario de 8 viviendas, según consumo:

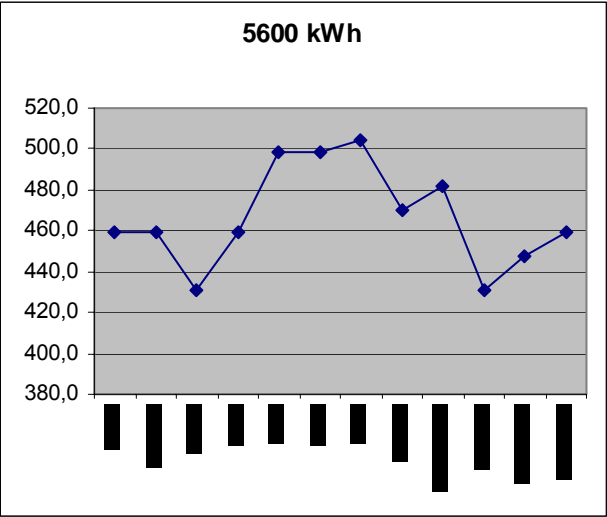
4480 kWh	Pot.Contratada (kW)	Tp (€/ kWh mes)	Cuota término potencia	Energía consumida (kWh)	Te(€/ kWh)	Cuota término energía	Impuesto electricidad	Alquiler equipos (€)	IVA	TOTAL (€)
ENERO	9,9	1,42	14,01 €	367,4	0,08	29,54 €	2,15 €	0,54 €	7,40 €	53,64 €
FEBRERO	9,9	1,42	14,01 €	367,4	0,08	29,54 €	2,15 €	0,54 €	7,40 €	53,64 €
MARZO	9,9	1,42	14,01 €	345,0	0,08	27,74 €	2,07 €	0,54 €	7,10 €	51,45 €
ABRIL	9,9	1,42	14,01 €	367,4	0,08	29,54 €	2,15 €	0,54 €	7,40 €	53,64 €
MAYO	9,9	1,42	14,01 €	398,7	0,08	32,06 €	2,28 €	0,54 €	7,82 €	56,71 €
JUNIO	9,9	1,42	14,01 €	398,7	0,08	32,06 €	2,28 €	0,54 €	7,82 €	56,71 €
JULIO	9,9	1,42	14,01 €	403,2	0,08	32,42 €	2,29 €	0,54 €	7,88 €	57,14 €
AGOSTO	9,9	1,42	14,01 €	376,3	0,08	30,26 €	2,19 €	0,54 €	7,52 €	54,51 €
SEPTIEMBRE	9,9	1,42	14,01 €	385,3	0,08	30,98 €	2,22 €	0,54 €	7,64 €	55,39 €
OCTUBRE	9,9	1,42	14,01 €	345,0	0,08	27,74 €	2,07 €	0,54 €	7,10 €	51,45 €
NOVIEMBRE	9,9	1,42	14,01 €	358,4	0,08	28,82 €	2,12 €	0,54 €	7,28 €	52,76 €
DICIEMBRE	9,9	1,42	14,01 €	367,4	0,08	29,54 €	2,15 €	0,54 €	7,40 €	53,64 €
										650,67 €

CONSUMO DOMÉSTICO (KWH)	FACTURA VIVIENDA (€)	Nº VIVIENDAS	FACTURA VIVENDAS BLOQUE	CONSUMO COMUNITARIO (KWH)	FACTURA COMUNITARIA	FACTURA TOTAL
2200 KWH	336,57	8	2.692,58 €	4480	650,67 €	3.343,25 €
2400 KWH	356,13	8	2.849,06 €	4480	650,67 €	3.499,74 €
2600 KWH	375,69	8	3.005,55 €	4480	650,67 €	3.656,22 €
2800 KWH	395,25	8	3.162,03 €	4480	650,67 €	3.812,70 €
3000KWH	414,81	8	3.318,51 €	4480	650,67 €	3.969,18 €
3200KWH	434,37	8	3.474,99 €	4480	650,67 €	4125,67

16 Viviendas: 5600 kWh

kWh	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
5600	459,2	459,2	431,2	459,2	498,4	498,4	504,0	470,4	481,6	431,2	448,0	459,2

La gráfica de consumo mes a mes son:



Factura de bloque comunitario de 16 viviendas, según consumo:

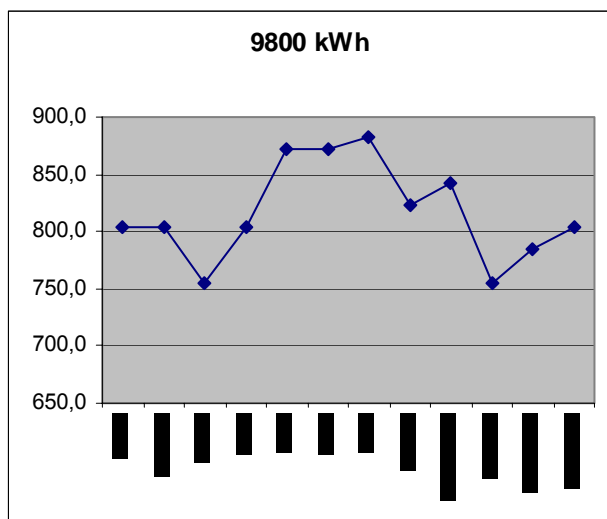
5600 kWh	Pot. Contratada (kW)	Tp (€/ kWh mes)	Cuota término potencia	Energía consumida (kWh)	Te(€/ kWh)	Cuota término energía	Impuesto electricidad	Alquiler equipos (€)	IVA	TOTAL (€)
ENERO	9,9	1,42	14,01 €	459,2	0,08	36,92 €	2,51 €	0,54 €	8,64 €	62,62 €
FEBRERO	9,9	1,42	14,01 €	459,2	0,08	36,92 €	2,51 €	0,54 €	8,64 €	62,62 €
MARZO	9,9	1,42	14,01 €	431,2	0,08	34,67 €	2,40 €	0,54 €	8,26 €	59,88 €
ABRIL	9,9	1,42	14,01 €	459,2	0,08	36,92 €	2,51 €	0,54 €	8,64 €	62,62 €
MAYO	9,9	1,42	14,01 €	498,4	0,08	40,07 €	2,67 €	0,54 €	9,17 €	66,45 €
JUNIO	9,9	1,42	14,01 €	498,4	0,08	40,07 €	2,67 €	0,54 €	9,17 €	66,45 €
JULIO	9,9	1,42	14,01 €	504,0	0,08	40,52 €	2,69 €	0,54 €	9,24 €	67,00 €
AGOSTO	9,9	1,42	14,01 €	470,4	0,08	37,82 €	2,56 €	0,54 €	8,79 €	63,72 €
SEPTIEMBRE	9,9	1,42	14,01 €	481,6	0,08	38,72 €	2,60 €	0,54 €	8,94 €	64,81 €
OCTUBRE	9,9	1,42	14,01 €	431,2	0,08	34,67 €	2,40 €	0,54 €	8,26 €	59,88 €
NOVIEMBRE	9,9	1,42	14,01 €	448,0	0,08	36,02 €	2,47 €	0,54 €	8,49 €	61,53 €
DICIEMBRE	9,9	1,42	14,01 €	459,2	0,08	36,92 €	2,51 €	0,54 €	8,64 €	62,62 €
										760,21 €

CONSUMO DOMÉSTICO (kWh)	FACTURA VIVIENDA (€)	Nº VIVIENDAS	FACTURA VIVENDAS BLOQUE	CONSUMO COMUNITARIO (kWh)	FACTURA COMUNITARIA	FACTURA TOTAL
2200 kWh	336,57	16	5.385,16 €	4480	760,21	6.145,37 €
2400 kWh	356,13	16	5.698,13 €	4480	760,21	6.458,34 €
2600 kWh	375,69	16	6.011,09 €	4480	760,21	6.771,30 €
2800 kWh	395,25	16	6.324,06 €	4480	760,21	7.084,27 €
3000 kWh	414,81	16	6.637,02 €	4480	760,21	7.397,23 €
3200 kWh	434,37	16	6.949,99 €	4480	760,21	7.710,20 €

24 Viviendas: 9800 kWh

kWh	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
9800	803,6	803,6	754,6	803,6	872,2	872,2	882,0	823,2	842,8	754,6	784,0	803,6

Las gráficas de consumos mes a mes son:



Factura de bloque comunitario de 24 viviendas, según consumo:

9800 kWh	Pot. Contratada (kW)	Tp (€/ kWh mes)	Cuota término potencia	Energía consumida (kWh)	Te(€/ kWh)	Cuota término energía	Impuesto electricidad	Alquiler equipos (€)	IVA	TOTAL (€)
ENERO	9,9	1,42	14,01 €	803,6	0,08	64,61 €	3,86 €	0,54 €	13,28 €	96,30 €
FEBRERO	9,9	1,42	14,01 €	803,6	0,08	64,61 €	3,86 €	0,54 €	13,28 €	96,30 €
MARZO	9,9	1,42	14,01 €	754,6	0,08	60,67 €	3,67 €	0,54 €	12,62 €	91,51 €
ABRIL	9,9	1,42	14,01 €	803,6	0,08	64,61 €	3,86 €	0,54 €	13,28 €	96,30 €
MAYO	9,9	1,42	14,01 €	872,2	0,08	70,13 €	4,13 €	0,54 €	14,21 €	103,01 €
JUNIO	9,9	1,42	14,01 €	872,2	0,08	70,13 €	4,13 €	0,54 €	14,21 €	103,01 €
JULIO	9,9	1,42	14,01 €	882,0	0,08	70,91 €	4,17 €	0,54 €	14,34 €	103,97 €
AGOSTO	9,9	1,42	14,01 €	823,2	0,08	66,19 €	3,94 €	0,54 €	13,55 €	98,22 €
SEPTIEMBRE	9,9	1,42	14,01 €	842,8	0,08	67,76 €	4,01 €	0,54 €	13,81 €	100,14 €
OCTUBRE	9,9	1,42	14,01 €	754,6	0,08	60,67 €	3,67 €	0,54 €	12,62 €	91,51 €
NOVIEMBRE	9,9	1,42	14,01 €	784,0	0,08	63,03 €	3,78 €	0,54 €	13,02 €	94,39 €
DICIEMBRE	9,9	1,42	14,01 €	803,6	0,08	64,61 €	3,86 €	0,54 €	13,28 €	96,30 €
										1.170,98 €

CONSUMO DOMÉSTICO (kWh)	FACTURA VIVIENDA (€)	Nº VIVIENDAS	FACTURA VIVENDAS BLOQUE	CONSUMO COMUNITARIO (kWh)	FACTURA COMUNITARIA	FACTURA TOTAL
2200 kWh	336,57	24	8.077,74 €	4480	1.170,98 €	9.248,72 €
2400 kWh	356,13	24	8.547,19 €	4480	1.170,98 €	9.718,17 €
2600 kWh	375,69	24	9.016,64 €	4480	1.170,98 €	10.187,61 €
2800 kWh	395,25	24	9.486,08 €	4480	1.170,98 €	10.657,06 €
3000 kWh	414,81	24	9.955,53 €	4480	1.170,98 €	11.126,51 €
3200 kWh	434,37	24	10.424,98 €	4480	1.170,98 €	11.595,96 €

8.1.2. Facturación de gas natural

Para el cálculo de la facturación de GN, se ha tomado la aparecida en el BOE.

La tarifa empleada para el cálculo de la factura de gas natural de cada una de las viviendas es la 3 (Dependiendo del consumo total en kWh, se han empleado las tarifas 3.1, 3.2, 3.3 ó 3.4).

8.1.2.1. Por consumo de ACS (agua caliente sanitaria)

Conocidos los consumos de agua, facilitados por ARGEM (Agencia de Gestión de Energía de la Región de Murcia):

	LITROS AGUA
1 VIVIENDA	160
8 VIVIENDAS	1280
16 VIVIENDAS	2560
24 VIVIENDAS	3840

Y las temperaturas del agua mes a mes y la requerida para calefacción:

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Tª AGUA	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8
Tª REQUERIDA	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45

Sabiendo que el rendimiento de una caldera mixta es del 92% y que:

$$\eta_{\text{CALDERA}} = \frac{\text{Magua} \times \Delta T^a \times C_p \text{ AGUA}}{\text{PCI GN} \times \text{Mcombustible}}$$

Tenemos que el consumo en kWh para los cuatro casos es de:

	1 VIVIENDA(kWh)	8 VIVIENDAS(kWh)	16 VIVIENDAS(kWh)	24 VIVIENDAS(kWh)
ENERO	259,23	2073,81	4147,62	6221,43
FEBRERO	227,81	1822,49	4035,52	6053,29
MARZO	238,21	1905,66	3811,33	5716,99
ABRIL	216,96	1735,71	3587,13	5380,70
MAYO	217,19	1737,52	3475,03	5212,55
JUNIO	203,40	1681,47	3362,94	5044,41
JULIO	203,18	1625,42	3250,84	4876,26
AGOSTO	210,18	1681,47	3362,94	5044,41
SEPTIEMBRE	210,18	1681,47	3475,03	5212,55
OCTUBRE	224,20	1793,57	3587,13	5380,70
NOVIEMBRE	230,52	1844,19	3811,33	5716,99
DICIEMBRE	259,23	2073,81	4147,62	6221,43
TOTAL	2700,29	21656,59	44054,47	66081,71

8.1.2.2. Por calefacción:

Una vez realizado el estudio de cargas, tenemos que para calefacción (para un mes), es de:

1 Vivienda: 13'092 kW

8 Viviendas: 83'924 kW

16 Viviendas: 161'044 kW

24 Viviendas: 238'164 kW

Y sabiendo que las horas-día de funcionamiento de los equipos de calefacción son de (facilitado por ARGEM):

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
H./DIA	4,5	3,1	2,6	0	0	0	0	0	0	0,6	3,4	4,6

Tenemos que el consumo en kWh para cada caso y mes:

	1 VIVIENDA	8 VIVIENDAS	16 VIVIENDAS	24 VIVIENDAS
ENERO	1826,334	11707,398	22465,638	33223,878
FEBRERO	1136,3856	7284,6032	13978,6192	20672,6352
MARZO	1055,2152	6764,2744	12980,1464	19196,0184
ABRIL	0	0	0	0
MAYO	0	0	0	0
JUNIO	0	0	0	0
JULIO	0	0	0	0
AGOSTO	0	0	0	0
SEPTIEMBRE	0	0	0	0
OCTUBRE	243,5112	1560,9864	2995,4184	4429,8504
NOVIEMBRE	1335,384	8560,248	16426,488	24292,728
DICIEMBRE	1866,9192	11967,5624	22964,8744	33962,1864
TOTAL	7463,7492	47845,0724	91811,1844	135777,2964

La facturación total de GN es:

1 VIVIENDA	kWh calefacción	kWh agua caliente	TOTAL(kWh)	FACTURA
ENERO	1826,33	259,23	2085,56	87,724 €
FEBRERO	1136,39	227,81	1364,20	59,476 €
MARZO	1055,22	238,21	1293,42	56,705 €
ABRIL	0,00	216,96	216,96	14,551 €
MAYO	0,00	217,19	217,19	14,560 €
JUNIO	0,00	203,40	203,40	14,020 €
JULIO	0,00	203,18	203,18	14,011 €
AGOSTO	0,00	210,18	210,18	14,286 €
SEPTIEMBRE	0,00	210,18	210,18	14,286 €
OCTUBRE	243,51	224,20	467,71	24,370 €
NOVIEMBRE	1335,38	230,52	1565,91	67,375 €
DICIEMBRE	1866,92	259,23	2126,15	89,314 €
TOTAL	7463,75	2700,29	10164,04	470,679 €

8 VIVIENDAS	kWh calefacción	kWh agua caliente	TOTAL(kWh)	FACTURA
ENERO	11707,40	2073,81	13781,21	439,89 €
FEBRERO	7284,60	1822,49	9107,10	306,61 €
MARZO	6764,27	1905,66	8669,94	294,15 €
ABRIL	0,00	1735,71	1735,71	96,44 €
MAYO	0,00	1737,52	1737,52	96,49 €
JUNIO	0,00	1681,47	1681,47	94,89 €
JULIO	0,00	1625,42	1625,42	93,29 €
AGOSTO	0,00	1681,47	1681,47	94,89 €
SEPTIEMBRE	0,00	1681,47	1681,47	94,89 €
OCTUBRE	1560,99	1793,57	3354,55	142,59 €
NOVIEMBRE	8560,25	1844,19	10404,44	343,60 €
DICIEMBRE	11967,56	2073,81	14041,37	447,30 €
TOTAL	47845,07	21656,59	69501,66	2.545,03 €

16 VIVIENDAS	kWh calefacción	kWh agua caliente	TOTAL(kWh)	FACTURA
ENERO	22465,64	4147,62	26613,26	777,28 €
FEBRERO	13978,62	4035,52	18014,14	548,77 €
MARZO	12980,15	3811,33	16791,47	516,28 €
ABRIL	0,00	3587,13	3587,13	165,38 €
MAYO	0,00	3475,03	3475,03	162,40 €
JUNIO	0,00	3362,94	3362,94	159,42 €
JULIO	0,00	3250,84	3250,84	156,44 €
AGOSTO	0,00	3362,94	3362,94	159,42 €
SEPTIEMBRE	0,00	3475,03	3475,03	162,40 €
OCTUBRE	2995,42	3587,13	6582,55	244,98 €
NOVIEMBRE	16426,49	3811,33	20237,82	607,86 €
DICIEMBRE	22964,87	4147,62	27112,50	790,55 €
TOTAL	91811,18	44054,47	135865,66	4.451,18 €

24 VIVIENDAS	kWh calefacción	kWh agua caliente	TOTAL(kWh)	FACTURA
ENERO	33223,88	6221,43	39445,31	1.118,29 €
FEBRERO	20672,64	6053,29	26725,92	780,28 €
MARZO	19196,02	5716,99	24913,01	732,10 €
ABRIL	0,00	5380,70	5380,70	213,04 €
MAYO	0,00	5212,55	5212,55	208,57 €
JUNIO	0,00	5044,41	5044,41	204,10 €
JULIO	0,00	4876,26	4876,26	199,64 €
AGOSTO	0,00	5044,41	5044,41	204,10 €
SEPTIEMBRE	0,00	5212,55	5212,55	208,57 €
OCTUBRE	4429,85	5380,70	9810,55	330,76 €
NOVIEMBRE	24292,73	5716,99	30009,72	867,54 €
DICIEMBRE	33962,19	6221,43	40183,62	1.137,91 €
TOTAL	135777,30	66081,71	201859,00	6.204,92 €

8.2. Aplicación de cogeneración.

El estudio se ha realizado para todos los distintos consumos eléctricos individuales para cada caso (1, 8, 16 y 24 viviendas).

Conocidos los datos de potencias y consumos de los distintos módulos de microcogeneración, se ha podido calcular los kWh tanto eléctricos, como térmicos, que podemos satisfacer para nuestras necesidades; en el caso de refrigeración se ha procedido de la misma manera, añadiendo los kWh térmicos que demanda el equipo de adsorción.

Facilitados por la Empresa Icofen S.A., los precios de los distintos equipos:

ICOGEN-SENERTEC: 5'5 kWe (S-5'5GN)	15.000 €
ICOGEN-KRAFTWERK: 34 kWe (KWK-G34GN)	53.000 €
ICOGEN-SCHMITT ENERTEC: 50kWe (SE-50GN)	80.300 €
ICOGEN-SCHMITT ENERTEC: 66kWe (SE-66GN)	86.700 €
NADAC-020	66.000 €
NADAC-050 ESTÁNDAR	121.000 €

Para el estudio de viabilidad de los equipos de microcogeneración instalados en diferentes tipos de instalaciones nos basamos en criterios económicos para un funcionamiento del equipo en modo “producción de calor” o “heat driven”.

Es decir, la variable que establecerá el funcionamiento o parada de la máquina será la generación de calor para calefacción o agua caliente sanitaria.

Esta manera de funcionamiento es, a mi entender, la más lógica para este tipo de aparatos, ya que reafirmamos su razón de ser, esto es, aprovechar al máximo un proceso y obtener productos secundarios que lo hagan más rentable aún.

Digo esto porque, si se tratara solamente de factores de rentabilidad, seguramente sería más rentable preocuparnos de producir el máximo de energía eléctrica y aprovecharnos así de su mayor precio de venta, lo que mejoraría su periodo de amortización y haría más atractivo este tipo de instalaciones. Pero, si hiciéramos esto, estaríamos jugando sucio con la naturaleza, quemando más combustible del que necesitamos y tirando agua caliente sin ser utilizada. Por lo tanto, vuelvo a repetir, considero más oportuno el modo “heat driven”.

Una vez dicho esto, para realizar los cálculos para obtener datos objetivos, claros y fáciles de analizar procederemos como sigue:

1. Obtendremos el número de horas de funcionamiento anuales de la máquina:

Dividiendo kWh térmicos anuales necesarios entre la capacidad productora de energía térmica de nuestra máquina.

2. Obtendremos la energía eléctrica producida anualmente:

Multiplicando el número de horas de funcionamiento anual por la capacidad productora de energía eléctrica de nuestra máquina.

3. Obtendremos gastos de mantenimiento:

Multiplicando los kWh eléctricos producidos por el precio de mantenimiento estimado por el fabricante.

4. Finalmente hacemos balance:

Enfrentamos los gastos sin cogeneración a los que tenemos con microcogeneración, y observamos el ahorro anual obtenido.

Por último, dividimos el importe de adquisición de la máquina entre el ahorro anual y obtenemos el periodo de amortización.

- **Recomendación:**

Se recomienda, por facilidad a la hora de hacer cálculos para este análisis, obtener las relaciones € / kWh para cada uno de los combustibles utilizados.

	€/ kWh
Venta	0,1204
Compra	0,095
Gas Natural	0,043
Gasoil	0,104

Por ejemplo, para el **gasoil**:

-Obtenemos los kWh que podemos obtener de un litro:

$$\left[PCI \cdot relac. \frac{kWh}{kCal} \cdot \rho_{gasoil} = relac. \frac{kWh}{l} \right]$$

$$10.250 \frac{kCal}{kg} \cdot \frac{1kWh}{860kCal} \cdot 0,85 \frac{kg}{l} = 10,1 \frac{kWh}{l}$$

-Obtenemos la relación € combustible por kWh producido:

$$\left[\frac{precio_litro_combustible \frac{€}{l}}{PCI \cdot relac. \frac{kWh}{kCal} \cdot \rho_{gasoil} = relac. \frac{kWh}{l}} = relac. \frac{€}{kWh} \right]$$

$$\frac{1,05 \frac{€}{l}}{10,1 \frac{kWh}{l}} = 0,104 \frac{€}{kWh}$$

Hacemos igual para el **Gas Natural**, obteniendo los siguientes resultados:

$$0,043 \frac{€}{kWh}$$

- **Ejemplo de cálculo:**

Realizaremos un ejemplo de cálculo para la instalación de una unidad de MCHP en una sola vivienda con un consumo anual de 3200 kWh. Para el resto de instalaciones procederemos de manera análoga:

-Horas anuales de funcionamiento:

De las facturas de GN obtenemos los kWh anuales empleados en fines de producción de calor.

$$\left[\frac{\text{consumo}_{\text{calefacción}} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right)}{\text{potencia}_{\text{térmica}}_{\text{MCHP}} (\text{kW})} = \text{funcionamiento}_{\text{MCHP}} \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right) \right]$$

$$\frac{10164 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}}{12,5 \text{kW}} = 813,12 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

-Energía eléctrica producida:

$$\left[\text{horas}_{\text{func.}} \bullet \text{pot.}_{\text{eléc.}}_{\text{MCHP}} (\text{kW}) \bullet \text{precio}_{\text{venta}} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \text{produc.}_{\text{eléc.}} \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) \right]$$

$$813,12 \text{ horas} \bullet 5,5 \text{kW} = 4472,16 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

$$813,12 \text{ horas} \bullet 5,5 \text{kW} \bullet 0,1204 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 537,706 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

-Energía eléctrica consumida:

De los datos de facturas eléctricas.

$$3200 \text{kWh} \bullet 0,095 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 304 \text{€}$$

-Beneficio obtenido de la venta de energía eléctrica:

$$[\text{€}_{\text{producidos}} - \text{€}_{\text{consumidos}} = \text{Beneficio}]$$

$$537,706 - 304 = 233,706 \text{€}$$

-Gastos Mantenimiento:

$$813,12 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \bullet 5,5 \text{kW} \bullet 0,01 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 44,72 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

-Combustible consumido sin MCHP.

De las facturas de GN, sabemos:

Consumo GN= 437,052€.

-Combustible consumido con MCHP.

$$813,12 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \cdot 22,791 \text{ kW} \cdot 0,043 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 796,12 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

-Ahorro total anual:

$$[(elect + combust)_{\text{sin MCHP}} - (combust - B^o_venta_elect)_{\text{con MCHP}} = ahorro_anual]$$

$$(304 + 437,052) - (796,12 - 233,706) = 348,66 \text{ €}$$

-Periodo de amortización:

$$\left[\frac{\text{Precio_MCHP}(\text{€})}{\text{Ahorro} \frac{\text{€}}{\text{año}}} = \text{Periodo_amortización}(\text{años}) \right]$$

$$\frac{18618 \text{ €}}{348,66 \frac{\text{€}}{\text{año}}} = 54 \text{ años}$$

Para este caso observamos que el periodo de amortización obtenido es demasiado largo, ya que supera incluso la vida útil de la máquina.

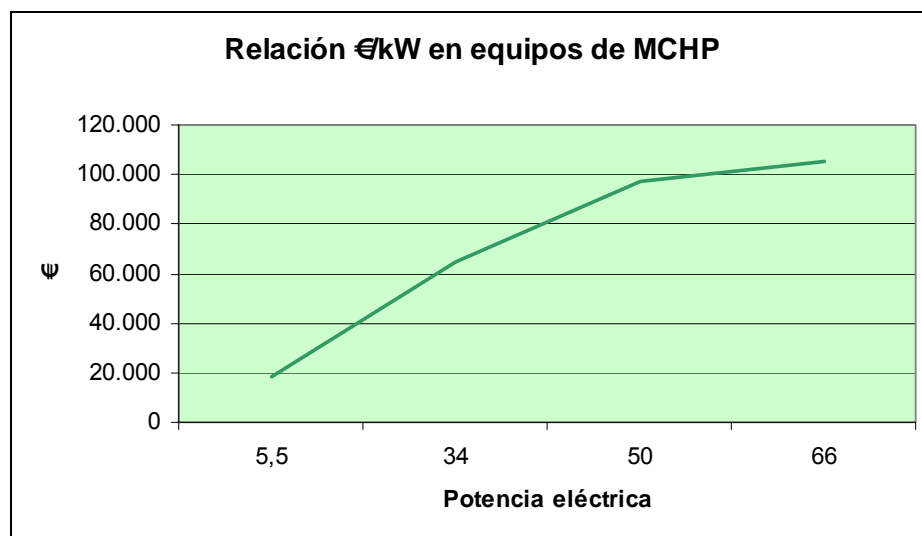
En los demás casos, 8, 16 y 24 viviendas y piscina climatizada, se ha realizado el mismo procedimiento de cálculo, mostrando los resultados en una tabla resumen a continuación.

8.2.1. Aplicación en viviendas.

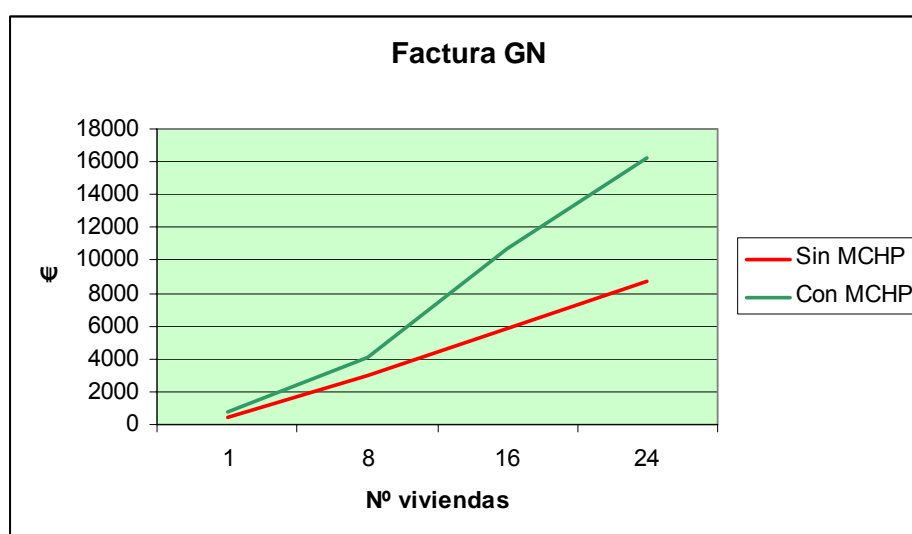
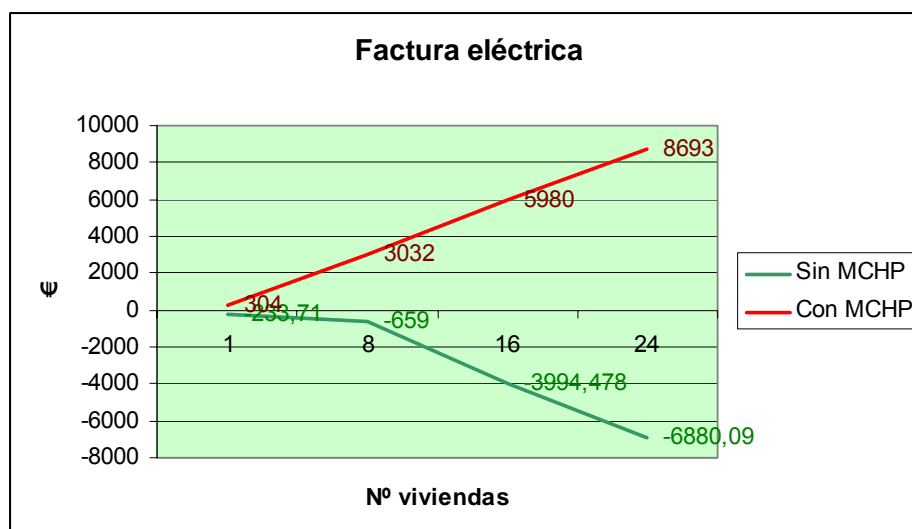
Para el estudio de viabilidad de las instalaciones de MCHP aplicadas a viviendas, de las facturas eléctricas anteriores hemos tenido en cuenta solamente las de mayor consumo, es decir 3.200kWh, ya que como veremos a continuación, incluso para este caso, que sería el más favorable, resultan unos periodos de amortización extremadamente elevados, por lo que creo innecesario hacer el estudio para los demás casos con consumo inferior.

Como podemos observar, el periodo de amortización disminuye considerablemente a medida que aplicamos esta tecnología a mayor número de viviendas, es decir, a mayor potencia instalada.

Podemos concluir, como ya comentamos, que la relación €/kW en máquinas de MCHP, resulta muy elevada en máquinas de poca potencia y va mejorando conforme aumentamos la potencia del aparato, como bien vemos en el siguiente gráfico, donde notamos como se aplanan las curvas conforme aumentamos la potencia.



Si miramos la factura del gas natural observamos que hay un mayor consumo en las instalaciones con MCHP, esto es debido a que no solo producimos calor, sino que también producimos energía eléctrica, con el consiguiente beneficio a la hora de su venta, por lo que este incremento, se ve siempre compensado.



Por otro lado, queda claro que en esta zona geográfica los consumos de calefacción y ACS no son especialmente elevados, por lo que, esta tecnología, no resulta tan recomendable como en otras regiones con mayor gasto energético en suministro térmico, que es la base para un buen rendimiento de la instalación a nivel económico y operativo.

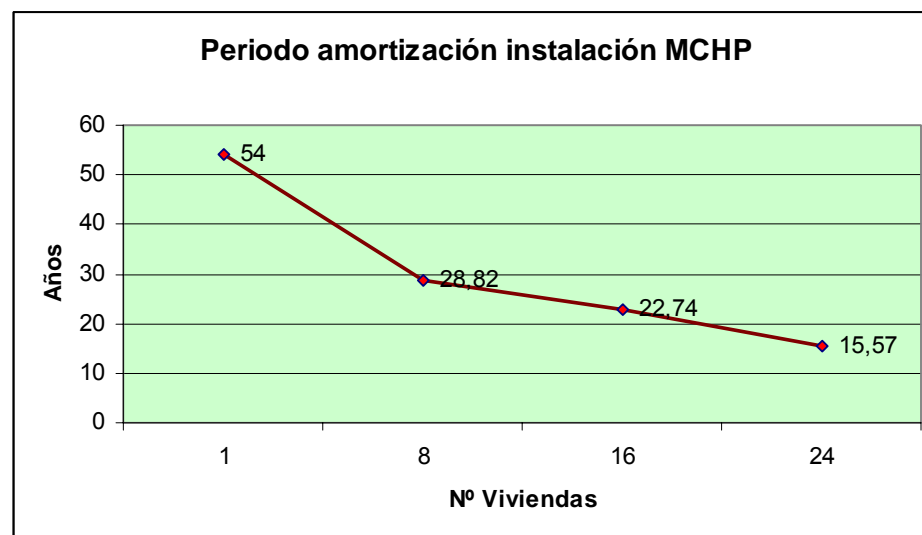
Tabla 23: Resumen cálculos para estudio en viviendas.

€	Sin Cogeneración		Con Cogeneración						
Nº VIVIENDAS (CONSUMO 3200 kWh)	ELECTRICIDAD	GAS	ELECTRICIDAD	ELECTRICIDAD PRODUCIDA	GAS	MANTENIMIENTO	BENEFICIO	PRECIO EQUIPO	AÑOS AMORTIZACIÓN
1	304	437,05	304-537,71= -233,71	537,71	796,12	44,66	348,66	18.618	54
8	3032	2988,57	2988,57-3647,59= -659	3647,59	4138,02	302,44	2239,55	64.554	28,82
16	5980	5842,22	5980-9974,478= -3994,478	9974,478	10686,94	828,44	4301,31	97.508	22,74
24	8693	8679,94	8693-15573,09= -6880,09	15573,09	16179,84	1293,95	6779,94	105.601	15,57

Así pues, en el siguiente gráfico podemos observar la relación existente entre años de amortización y nº de viviendas. Se ve claramente que en esta región, al haber unas solicitudes de calefacción y ACS no muy elevadas, las instalaciones solo empiezan a ser rentables a partir de un mínimo de potencia térmica solicitada.

Habría que tener muy en cuenta las medidas de ayuda que se toman en comunidades vecinas como Valencia, donde se subvenciona hasta un 30% de la instalación para nuevas plantas de cogeneración.

Podemos concluir que en el estado actual de precios energéticos (kWh no tan caro como en otros puntos de Europa), instalaciones de gas natural (red en desarrollo) y estado de evolución de la tecnología de MCHP (actualmente precios elevados), no es viable instalar una planta de MCHP para uso doméstico en nuestra zona climática.



8.2.2. Aplicación en piscina climatizada.

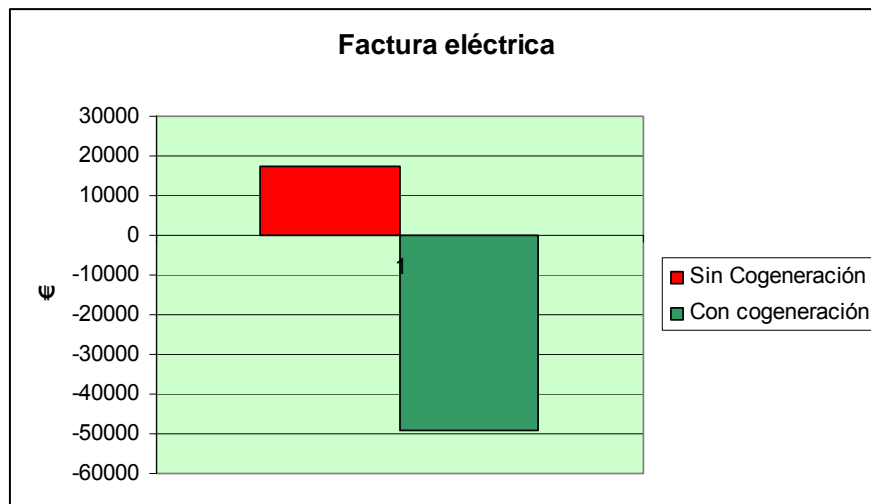
He creído interesante y oportuno incluir un estudio para una piscina climatizada, instalación esta idónea para el uso de este tipo de equipos debido a que necesitan grandes aportaciones de calor constantes para mantener esta instalación deportiva en condiciones óptimas de uso.

Por lo tanto recogí datos de consumo eléctrico y de gasoil de una de las piscinas de la zona para así tener una visión totalmente fiable.

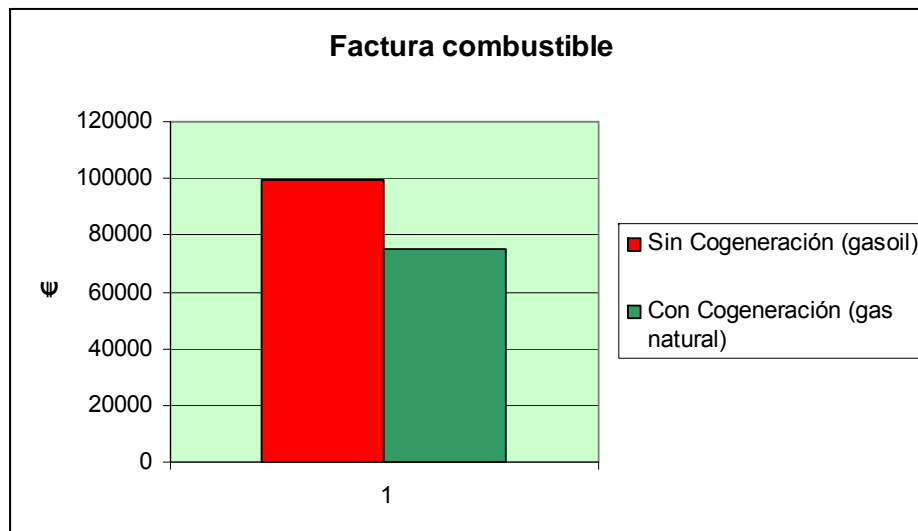
De la instalación en cuestión podemos observar las importantes sumas de capital destinadas a gastos energéticos, tanto de calor (principalmente) como en electricidad.

He de decir que la climatización ambiental de la piscina se realiza mediante aparatos eléctricos de aire acondicionado con bomba de calor, por lo que hay un importante gasto eléctrico que se podría optimizar implementando en estos fines la unidad de cogeneración, incluso pudiendo instalarse máquinas de absorción para usos de refrigeración, con lo que se optimizaría aún más la instalación.

Viendo las facturas eléctricas, vemos claramente que aquí es donde se encuentra la gran baza de estas tecnologías, ya que, como existe una gran demanda térmica, esto hace que la máquina funcione un gran número de horas, y así producimos gran cantidad de energía eléctrica que nos es sumamente rentable una vez vendemos.



Por otro lado, valorando los consumos de combustible de la instalación, y teniendo en cuenta que actualmente la piscina funciona con una caldera de gasoil y nuestra máquina con gas natural, vemos que en esta instalación somos incluso más rentables, es decir, tenemos una menor factura de combustible, y además venderemos la energía eléctrica producida, por lo que aquí sí podemos decir que es totalmente rentable.



En este estudio he tenido en cuenta dos tipos de instalación de cogeneración. El primero con una máquina de 66 kW de potencia eléctrica, y el segundo con 2 máquinas de 50 kW de potencia.

He de decir que el primer caso no es del todo recomendable, ya que el número de horas anuales que funcionaría sería demasiado elevado, por lo que agotaríamos muy temprano la vida útil de este aparato, además, no nos brindaría la flexibilidad de tener dos aparatos, opción esta que nos proporciona mayores posibilidades de regulación, paradas parciales para mantenimiento o por avería...

Como observamos en la tabla resumen, esta tecnología es idónea para este tipo de instalaciones ya que obtenemos beneficios por dos caminos, ahorro en factura de combustible y beneficio al vender electricidad permitiéndonos un periodo de amortización verdaderamente bajo.

Tabla 24: Resumen cálculos para estudio en piscina climatizada.

	EQUIPO INSTALADO	Sin Cogeneración		Con Cogeneración						
		ELECTRICIDAD	GASOIL	ELECTRICIDAD	ELECTRICIDAD PRODUCIDA	GAS	MANTENIMIENTO	BENEFICIO	PRECIO EQUIPO	AÑOS AMORTIZACIÓN
kWh	1 UNIDAD (66kW _e / 103 kW _t)	184330	957340	184330-570240=	570240	1658880				
	2 UNIDADES (50kW _e / 82 kW _t)	184330	957340	184330-553744=	553744	1751232				
€	1 UNIDAD (66kW _e / 103 kW _t)	17511,35	99525,45	-51145,55		83820,88	34214		105.601	1,58
	2 UNIDADES (50kW _e / 82 kW _t)	17511,35	99525,45	-49159,43		75302,97	33224,64	57668,61	195.610	3,4

9. Barreras para una mayor introducción de los sistemas de MCHP.

Existe cierto número de barreras para la extensión generalizada de las tecnologías de microgeneración. Podemos diferenciar estas barreras en tres grupos:

- **Restricciones de coste:** La carencia de demanda de tecnologías de microgeneración ha restringido el alcance al cual la industria ha sido capaz de explotar economías de escala y aplicar los efectos en su producción. Combinado con la infancia de la industria y el considerable desembolso en I+D asociado al desarrollo del producto, esto hace que los costes de estos productos son actualmente muy elevados y actúa como barrera económica para su aceptación.
- **Restricciones de información:** La promoción y provisión de información inadecuada acerca de la microgeneración, y la carencia de un amplio reconocimiento tanto del sistema como de sus instaladores, reduce el incentivo de los consumidores de adquirir unidades de microgeneración debido a la inexistencia de información referente a la calidad y características de estos productos.
- **Restricciones técnicas:** La carencia de acuerdos de medición que satisfagan las necesidades asociadas a la gestión de la distribución de electricidad y las necesidades del consumidor, y la inexistencia de una oferta exhaustiva de acuerdo con las cuestiones que envuelven la conexión de las unidades de MCHP a la red de distribución, constituyen barreras de carácter técnico que pueden estar evitando el crecimiento de las tecnologías de microgeneración.

Como ya se esbozó en la sección 6.1, el principal “mercado diana” para los sistemas de MCHP es el mercado masivo doméstico dentro de la unión europea visto como una renovación de los sistemas convencionales de calefacción mediante calderas de gas o gasóleo. Un informe europeo llamado MicroMap informó de que el 80% de las sustituciones y modernizaciones de calderas se prevén que sean “compras apuradas”, por ejemplo cuando se avería una caldera y se necesita una sustitución con poco tiempo de aviso para que el edificio pueda seguir teniendo calefacción y agua caliente.

Estas circunstancias hacen que el proceso de sustitución para cambiar una caldera por una unidad de MCHP deben ser simples y rápidos.

Los consumidores no elegirán una unidad de MCHP si hay alguna posibilidad de retraso, costes adicionales de red, o cualquier papeleo adicional. Por lo tanto, es necesario que el procedimiento se parezca a una instalación “enchufar y a funcionar” (plug and play).

Las unidades de MCHP tienen un tamaño similar a otras aplicaciones domésticas. Su producción eléctrica es equivalente a la carga de sus aplicaciones, y por lo tanto se puede considerar una carga negativa.

El impacto de una unidad de MCHP en la red de bajo voltaje es instantáneo y no hay que esperar a hacer ninguna otra transformación fuera del edificio. Un estudio reciente subvencionado por el gobierno de Reino Unido y llevado a cabo en cooperación con las compañías de distribución eléctrica ha concluido que la red eléctrica existente podría acoger una penetración del 50% de todos los hogares con MCHP antes de producir ningún impacto en la red eléctrica.

Por esta razón, no es necesario prevenir o realizar un aviso previo a los distribuidores eléctricos si vamos a instalar una MCHP, pero es necesaria una posterior notificación para permitir encaminar a largo plazo las tendencias de penetración de MCHP y planificar si fuera necesario algún refuerzo en la red eléctrica. Este no es el caso de las unidades más grandes donde el impacto en la red hace de hecho tener que avisar previamente al distribuidor eléctrico y puede asumir mayores trabajos.

Debido a que el objetivo de mercado de la MCHP es el doméstico masivo, no es posible ni necesario una certificación individualizada y la prueba de cada instalación. Por lo tanto, es necesario suministrar dichos equipos con el marcado CE, que garantice dicho producto. Otra vez, estas instalaciones requieren un enfoque distinto del de los más grandes sistemas de microcogeneración.

Una vez reconocidos los requerimientos específicos para la MCHP, en 2001 se iniciaron los trabajos de estandarización del interfaz eléctrico entre la unidad de MCHP y la red eléctrica. A nivel europeo, el CEN (Centro Europeo de Estandarización) creó un convenio de trabajo en esta área y fue completado y publicado por CEN y los Organismos Nacionales de Estandarización en 2003.

Tras esto, el trabajo de estandarización continuó en Cenelec para el desarrollo de una norma europea. Este trabajo comenzó en Febrero del 2003.

En paralelo, algunos estados miembro han estado desarrollando sus propias regulaciones para la instalación de MCHP. El Reino Unido ha adelantado algunos cambios relacionados con la legislación, ha publicado Instrucciones Técnicas Complementarias en esta área. Alemania, Bélgica, Holanda y Austria están redactando cambios regulatorios en esta área.

Los estándares europeos y nacionales para la conexión de generadores de pequeña escala se están desarrollando rápido (éstos son normalmente de 16 amperios por fase, pero en algunos países puede ser superior) en paralelo con la red pública de bajo voltaje. También ha habido cambios legales. Esta recomendación adopta la forma “plug and play” por ejemplo para la instalación de una sola unidad de MCHP con una sola instalación de un consumidor puede ser conectada en paralelo con la red pública sin el permiso previo del distribuidor eléctrico local. El instalador debe informar al distribuidor eléctrico de la instalación una vez puesta en marcha.

Es más, la presencia continua de la integración vertical en la industria eléctrica en algunos estados miembros de la UE, incentiva poco a los servicios públicos para dar cabida a medidas altamente eficientes como MCHP. Estos pobres estímulos se amplifican por la implicación directa y activa de algunas de las compañías eléctricas en el desarrollo de su propia tecnología de MCHP. Por ejemplo, un distribuidor local eléctrico, podría por peso administrativo, hacer difícil la entrada de un fabricante de MCHP competidor y permitir un paso mucho más sencillo para su tecnología que tiene un interés directo comercial o financiero.

Market development

- Liberalisation**
 - Dropping elec. prices
 - Weak regulation of competition
 - No unbundling of ownership
 - Self regulation of grid access (-2003)
 - Interest of large utilities to sell electricity
- Grid access**
 - Flat rates for additional electricity
 - Regulation authority
- Taxes**
 - Mineral oil (gas) tax exemption for efficient CHP
 - Electricity tax exemption for „own use“ CHP electricity

Micro CHP

Legislation

- Obligation for grid operators to connect CHP
- Bonus only paid for feed-in
- Bonus payment (5,11 Cts/kWh)
- ChP law and EU directive
- considers high efficiency of CHP, buildings w/ high share of CHP heat are exempt from maximum energy requirem.
- Energy saving decree
- Increases conventional electricity production cost
- Emissions trading
- Emission standards easily fulfilled by Micro CHP
- Air emission standards

Further institutional aspects

- Associations
- ASUE Transfer agency
- EU thematic networks
- Land register
- High electro-technical requirement for grid access O&M infrastructure
- Chimney sweepers
- Land register
- Unproportionally high for Micro
- Investment subs. KfW
- Subsidies
- Networks
- Misc.
- Länder support schemes

Legend:

- Disadvantageous for CHP
- Advantageous for CHP

Informal institutional setting

In some cases, No proper enforcement of laws, legal action required

Ilustración 31: Marco institucional de MCHP en Alemania.

10. Bibliografía.

- Cogeneración en el sector terciario. IDAE.
- Boletines IDAE.
- Código técnico de la edificación CTE_DB-HE Ahorro de energía.
- RD 661 del 25 de mayo de 2007.
- Plan de acción 2008-2012 de ahorro energético. IDAE.
- Revista energética CV.
- The micro CHP Technologies Roadmap.
- Fraile, Diego: Mejora de la competitividad en la cogeneración. Powertec Española, S.A.
- Villares Martín, Mario. Cogeneración.
- Sala Lizarraga, José M^a. Cogeneración: aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos.
- Congreso EXPOENERGÉTICA 2007 (Valencia).

- **Internet:**
 - www.cogen.org
 - www.icogen-sa.com
 - www.senertec.de
 - www.ernalon.com
 - www.eqtec.es
 - www.gasnatural.com

ANEXO 1:**1.1. Lista de proveedores de motores alternativos.**

Proveedor	Rango de potencia eléctrica	Modelo	Combustibles
Senertec Kraft-Wärme-Energiesysteme GmbH Carl-Zeiss-Straße 18 97424 Schweinfurt Germany Tel: +49 9721/651-0 www.senertec.de	5,0 – 5,5	Dachs HKA	Natural gas LPG ELFO, biodiesel
PowerPlus Technologies GmbH Fasaneninsel 20 07548 Gera Germany Tel: +49 365 / 830403-00 www.ecopower.de	1,3 – 4,7 (modulating)	Ecopower	Natural gas LPG
Spilling Energie Systeme GmbH Werftstraße 5 20457 Hamburg Germany Tel: +49 40 789 175 – 0 www.powertherm.de	7 – 20 (modulating)	PowerTherm	Natural Gas LPG Biogas, Sewage gas
EC Power A/S Samsøvej 25 DK-8382 Hinnerup Denmark Tel: +45 8743 4127 www.ecpower.de	4 – 13 (modulating)	XRGI 13	Natural gas
	4 – 17 (modulating)	XRGI 17	ELFO, LFO
Buderus Austria Heiztechnik GmbH Karl-Schönher-Straße 2 4600 Wels Austria Tel: +43 7242 29850 http://www.buderus.at	18 – 238	Loganova	Natural gas
Oberdorfer Kraft-Wärme-Kopplung GmbH Bahnhofstrasse 10	70 – 245		Natural gas
	70 – 250		LPG

9711 Paternion Austria Tel: +43 (0) 4245 2419 www.oberdorfer.at	70 – 250		Biogas, Sewage gas, Landfill gas
GE Jenbacher Achenseestraße 1-3, 6200 Jenbach Austria Tel: +43 5244 600-0 www.jenbacher.com	330	Baureihe Type 2	Natural gas LPG Biogas
	525 – 1065	Baureihe Type 3	Natural gas LPG Biogas
	1413	Baureihe Type 4	Natural gas, LPG, Biogas
	1644 - 3047	Baureihe Type 6	Natural gas LPG Biogas
Zeppelin Österreich GmbH Zeppelinstraße 2 2401 Fischamend Austria Tel: +43 2232 790 www.zeppelin-cat.at	188 – 5950		Natural gas
	199 – 1090		Coal mine gas
	173 – 2090		Biogas
	190 – 930		LPG
KraftWerk Kraft-Wärme-Kopplung GmbH Zur Bettfedernfabrik 1 30451 Hannover Germany Tel: +49 511 262 9970 www.kwk.info www.kraftwerk-bhkw.de	25 29	Mephisto G16 Mephisto G18	Natural gas, LPG Sewage gas and biogas for the model Mephisto G16
	24 34	Mephisto G26 Mephisto G34	Natural gas LPG Sewage gas and biogas for the model Mephisto 26.
Energiewerkstatt Gesellschaft für rationelle Energie mbH & Co. KG Bartweg 16 30453 Hannover Germany Tel: +49 511 / 949 740 www.energiewerkstatt.de	18	BHKW ASV 18/43	Natural gas LPG Usage of biogas and sewage gas is possible
Reindl Maschinenbau GmbH Steinhausen 20	6,3	BHKW BK 07/H	LFO RME

85625 Glonn Germany Tel: +49 8093 / 90 38 – 0 www.reindl-mb.de			
Heinke Döring Energie GmbH Fischbach 15 35418 Buseck – Gewerbegebiet Ost Germany Tel: +49 6408-504 684 www.heinke-doering.de	9	BHKW 9/16,5	LFO The models can be adapted for the usage of natural gas and rape oil
	22	BHKW 22/40	
	37	BHKW 37/66	
KW Energie Technik e.K. Neumarkter Str. 157 92342 Freystadt/Rettellöhl Germany Tel: +49 9179 / 96 434 0 www.kw-energietechnik.de	8 – 25		Rape oil
	8 – 43		Natural gas LFO Biogas
	10 – 75		Diesel, LFO
Pro2-Anlagentechnik GmbH Schmelzerstraße 25 47877 Willich Germany Tel: +49 2154 / 488-0 www.pro-2.net	191 – 1703		Landfill gas Biogas Sewage gas
	212 – 2014		Natural gas Coal mine gas
Communa Metall GmbH Uhlandstraße 17 32051 Herford Germany Tel.: +49 5221 9151- 0 www.comuna-metall.de	52	BHKW Type 2725	Natural gas LPG Sewage gas Biogas
	112	BHKW Type 5450	Natural gas LPG Sewage gas Biogas
SOKRATHERM GmbH & Co. KG Energie- und Wärmetechnik Milchstr. 12 32120 Hiddenhausen, Germany Tel: +49 5221.9621-0, www.sokratherm.de	50 – 383	Model series GG	Natural gas
	38 – 345	Model series FG	Biogas
	104 – 345	Model series BG	Biogas
EAW Energieanlagenbau GmbH Oberes Tor 106	5,3 - 170		ELFO, LFO Retrofits for biodiesel (RME) are possible on request

98631 Westenfeld Germany Tel: +49 36948 84132 www.eaw-energieanlagenbau.de	5,5 – 238		Natural gas Retrofits for biogas are possible on request
Kuntschar + Schlüter GmbH Unterm Dorfe 8 34466 Wolfhagen-Ippinghausen Germany Tel: +49 05692 98 80-0 www.kuntschar-schlueter.de	78 – 585	Biogas BHKW	Biogas
	18 – 228	Natural gas Lambda 1 BHKW	Natural gas
	40 – 1280	Lean natural gas operation	Natural gas
	16 – 580	BHKW Lean sewage gas operation	Sewage gas
Emslandstrom GmbH & Co. KG Am Deverhafen 2 26871 Papenburg Germany Tel: +49 49 61 - 66 92 93 www.emslandstrom.de	311 – 1942		Natural gas, Biogas
2G Energietechnik GmbH Benzstr. 10 48619 Heek Germany Tel: +49 25 68 / 9 60 33 www.2-g.de	105, 230		Biogas
	100, 180, 340, 526		Biogas
IET Intelligente Energie Technik GmbH Chromstrasse 2 9500 Villach Austria Tel: + 43 424 33223 www.iet-energietechnik.at	30 – 346		Biogas
	35 – 380		Natural gas
Köhler & Ziegler Anlagen-technik Auweg 10 c 35457 Lollar Germany Tel: +49 64 06/91 03-0 www.koehler-ziegler.de	65 – 1010		Natural gas
	53 – 800		Sewage gas, biogas
Koller Innovative Energietechnik Taubergasse 30	1,3 – 4,7	Powerbox	Natural gas

1170 Wien Tel.: +43 1 804 3382 www.eigenstrom.at			
DEUTZ Power Systems GmbH & Co. KG Carl-Benz-Str. 1 68167 Mannheim Germany Tel: +49 621 384 0 http://www.deutzpowersystems.com	240 – 4000		Natural gas
Menag Energie AG Bachmatten 5 CH-4435 Niederdorf Switzerland Tel: +41 61 956 2500 http://www.menag-group.com/de/	25 – 3916		Natural gas
	25 – 1696		Biogas Sewage gas
ETW Energietechnik GmbH Ferdinand-Zeppelin-Straße 19 47445 Moers Germany Tel: +49 2841 99 90-0 http://www.etw-energie.de/downloads.htm	130 – 1560		Natural gas
	110 – 1370		Biogas
GIESE Energie- und Regeltechnik GmbH Huchenstr. 3 82178 Puchheim bei München Germany Tel: + 49 89 / 800 653-00 www.energator.de	5 – 63		LFO / Diesel / RME
	7,5 – 35		Rape oil
	5,5 - 63		Natural gas /LPG/Biogas
Höfler Blockheizkraftwerke Ladestraße 26 88131 Lindau Germany Tel: +49 8382 25057 www.hoefler-bhkw.de	22 – 1030		Natural gas
	21 – 142		Biogas
SCHMITT-ENERTEC GmbH Kottenheimer Weg 37 56727 Mayen, Germany Germany Tel: +49 2651.409310 www.schmitt-enertec.de	105 – 812		Natural gas
	20 – 771		Biogas

SEF Energietechnik GmbH & Co. KG Lessingstraße 4 08058 Zwickau Germany Tel: +49 375 54 1608 www.sef-energietechnik.de	25	G3000A	Natural gas
Henkelhausen GmbH & Co. KG Hafenstraße 51 47809 Krefeld Germany Tel: +49 2151 574 – 207 www.henkelhausen.com		BHKW with Deutz engines	LFO Biogas
MWB Motorenwerke Bremerhaven AG Barkhausenstraße 27568 Bremerhaven Postfach 120352 27517 Bremerhaven Germany Tel: +49 3631 918-325 www.mwb.ag	150 - 335		Rape oil LFO Natural gas Low calorific gases
FIMAG Finsterwalder Maschinen- und Anlagenbau GmbH Grenzstraße 41 03238 Finsterwald Germany Tel: +49 3531 5080 www.fimag-finsterwalde.de	bis 2000		Natural gas, Sewage gas, LFO
HAASE Energietechnik AG Gadelander Straße 172 24531 Neumünster Germany Tel: +49 4321 878-0 http://www.haase-energietechnik.de		Container BHKW	Natural gas Biogas Sewage-, landfill gas
		Stationary BHKW	Natural gas Biogas Sewage-, landfill gas
	171 - 1703	Compakt BHKW	Biogas
SEnergie GmbH Neuer Weg 1 79423 Heitersheim Deutschland Germany Tel: +49 7634 - 50569-0 www.senergie.de	50 - 280		Sewage gas, biogas and natural gas

PEWO Energietechnik GmbH Geierswalder Straße 13 02979 Elsterheide Germany Tel: +49 3571 4898-0 www.pewo.de	26 – 386	pewoGS	Natural gas
	32 – 347	pewoBGS	Biogas
WILHELM SCHMITT Robert Bosch Str.5 Industriegebiet Ost 1 56727 Mayen Germany Tel: +49 2651/9887-30 www.schmitt-mayen.de	40, 50, 65		Natural gas
MDE Dezentrale Energiesysteme Dasinger Str. 11 86165 Augsburg Germany Tel: +49 821 / 7480-0 www.mde-online.com MDE Dezentrale Energiesysteme wurde von MTU Friedrichshafen übernommen.	119 – 386	ME	Natural gas
	116 – 323	ME	Natural gas
	192, 370	MB	Biogas, sewage gas
Ochtruper Energietechnik Feldevert Deipenbrook 31 48607 Ochtrup Germany Tel: +49 02553 / 80907 www.oet.de	8 – 50	OET	Gas Alternative: rape oil, biogas, mine gas
	8 – 50	OET	LFO Alternative: rape oil, biogas, mine gas
	Weitere Modelle bis 1000 kW		Alternative: rape oil, biogas, mine gas
Mothermik GmbH Industriestr. 3 56291 Pfalzfeld/Hunsrück Germany Tel +49 6746 / 8003-0 www.mothermik.de	100 – 3000		ELFO, RME
			Natural gas, sewage gas, biogas, mine gas, wood gas and other low caloric gases in connection with ELFO or RME as injection stream
SES Service EnergieSysteme GmbH Kömmplitzer Straße 5	25 – 100	UNIT HPC Ready for connection compact modules	Natural gas

D-04519 Rackwitz Germany Tel: +49 34294 8360 www.ses-energiesysteme.com	194 – 1974	CHP plants in the construction forms: industrial plants and container	Natural gas, biogas, sewage gas
tvp-energysystems GmbH Lange Zeile 112 7311 Neckenmarkt AUSTRIA Tel: +43 2610 423 54 www.tvp-austria.com	100 – 20000		Natural gas Biodiesel
ABL-Energietechnik GmbH Mühlberger Str. 6 83527 Moosham Germany Tel: +49 0 8072 3747 04 www.abl-energietechnik.de	30 – 340		Biogas lean operation
	35 – 340		Natural gas lean operation
	70 – 300		LFO, rape oil operation

1.2. Lista de proveedores de motores de aceite de colza.

Supplier	Electrical power range	Fuels	Comments
BioEnergieTann GmbH Eiberger Straße 2 84367 Zimmern Germany Tel: +49 8572 96060	11 – 500	Rape oil	All rape oil CHP systems can be also delivered as biogas/injection gas engines
	170, 230	Biogas, landfill gas	
Hoepfl Thomas Elektrounternehmen Hauptstr. 39 94336 Hunderdorf / Ndby Germany Tel: +49 9422 / 85 21 - 0 www.block-heiz-kraft-werk.de	6 – 15	LFO, RME	Rape oil cold pressed with conversion kit
Hubert Tippkötter GmbH Velsen 49 48231 Warendorf Germany Tel: +49 2584 9302-0 www.tippkoetter.de	13 – 160	LFO	
	229 – 415	LFO	CHP system with MAN diesel engines
	8 – 1000	Rape oil	


EUROENERGIE Billstrasse 28 D-20539 Hamburg Germany Tel: +49 40 819 78 466 www.euroenergie.info	10 – 500	Rape oil	
Neue Energie Technik NET Moosstraße 195 A-5020 Salzburg Austria Tel: +43 662 828729 www.neue-energie-technik.net	8 – 144	LFO/Diesel/RME, etc.	
	12 – 30	Rape oil	
	8 – 30	Gas	
	6 – 20	LFO/Diesel	
Nutz GmbH Rudolfstraße 121 f 8010 Graz Austria Tel: +43 0316 30156 www.nutz-gmbh.at	12 – 20	Rape oil	Customer specific plants can be manufactured
	120	Rape oil	Customer specific plants can be manufactured
Johann Söllinger Ökotec Straß im Attergau 34 4881 Straß im Attergau Austria Tel: + 43 7667 7205-0 www.soellinger.at www.oekotec.at	8 – 25	Rape oil Biodiesel	
Öko-Energiesysteme GmbH Hauptstraße 8 37355 Deuna Germany Tel: +49 36076 51313 www.energie-as.de	8,2 – 35	Rape oil LFO	
	52 – 320	Natural gas Biogas	
StarmoTec Energie Systeme Rosenstraße 1 86495 Eurasburg bei Augsburg Germany Tel: + 49 8208 9599511 http://www.starmotec.de	5,5 – 11	Diesel/LFO, Rape oil	Parallel operation with electrical grid
	3 – 8	Diesel/LFO, Rape oil	Independent operation to electrical grid

KW Energie Technik e.K Neumarkter Str. 157 92342 Frey- stadt/Rettelloh Germany Tel: +49 9179 / 96 434 0 www.kw-energietechnik.de	8 – 25	Rape oil	
GIESE Energie- und Regeltechnik GmbH Huchenstr. 3 82178 Puchheim bei München Germany Tel: +49 089 800 653-0 www.energator.de	7,5 – 35	Rape oil	
MWB Motorenwerke Bremerhaven AG Barkhausenstraße 27568 Bremerhaven Germany Tel: +49 3631 918-325 www.mwb.ag	150 - 335	Rape oil	
ABL-Energietechnik GmbH Mühlberger Str. 6 83527 Moosham Germany Tel: +49 0 8072 3747 04 www.abl-energietechnik.de	70 – 300	LFO and Rape oil	Rape oil operation achieves minus 10 % of the rated power



ANEXO 2:

Casos reales, trípticos de instalaciones en Asturias.

- **DOCUMENTO 1: Tríptico informativo Enernalón.**



MICRO COGENERACIÓN PARA ALOJAMIENTOS VERDES EN ASTURIAS PROYECTO "GREEN LODGES"



¿ Qué es la Micro CHP (Micro Cogeneración) ?



Hay muchas definiciones de Micro CHP, o Micro Cogeneración. Los equipos de Micro CHP funcionan típicamente como elementos generadores de calor, dotando de agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción a edificios residenciales y comerciales; es decir funcionan como calderas convencionales.

Pero a diferencia de una caldera convencional, los sistemas de Micro CHP generan electricidad junto con el calor con una eficiencia muy buena, además también ayudan a ahorrar combustible, disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero y reduciendo costes de electricidad.

La mayoría de los equipos operan en paralelo con la red eléctrica, pero también pueden inyectar electricidad a la red. El calor generado en los sistemas de Micro CHP se usa para producir calefacción y ACS (Agua Caliente Sanitaria), pudiendo incluso ser usados para refrigerar.

La Directiva Europea sobre Cogeneración define la Micro CHP como aquellos equipos con una potencia eléctrica **de menos de 50 kW**. Esto hace que nos centremos en este tipo de potencias para implantar en el proyecto "Green Lodges (Alojamientos Verdes)".

Los Green Lodges (Alojamientos Verdes) son pequeños hoteles y SPAs situados en las afueras de las ciudades, refugios de montaña aislados energéticamente, casas rurales, residencias de verano, alojamientos rurales etc..

En nuestro caso se han estudiado alojamientos pertenecientes al Valle del Nalón:

Figura 1: Vista exterior e interior de un equipo de micro CHP como ejemplo

Foto arriba:

5,5 kWel/12,5 - 20 kWth (con tanque de acumulación)

Foto abajo:

Vista interior del equipo

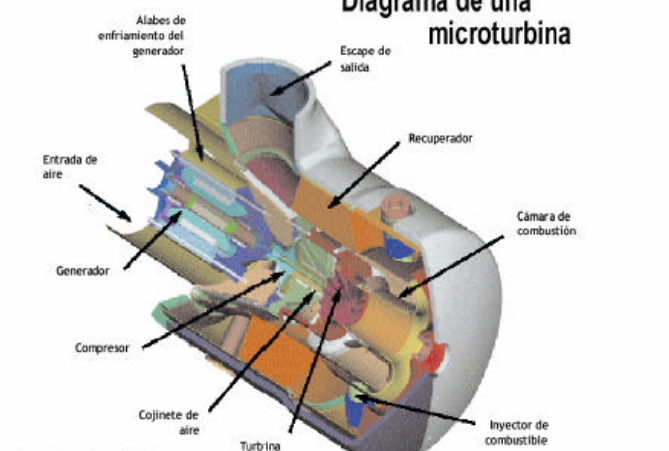
Fuente: SenerTec



SISTEMA DE MICROCOGENERACIÓN SENERTEC WRA

5,5KW Eléctricos y 12,5KW Térmicos
Fuente: Solarta Balear S.L.

Diagrama de una microturbina





La Micro CHP en el proyecto Green Lodges



Alojamientos para el proyecto "Green Lodges" en Asturias

Foto 1: CASONA DE ENTRALGO



Foto 2: HOTEL RURAL ARNICIU



Foto 3: ALBERGUE EL ALBA



Foto 4: CASONA DE RIOSECO



Foto 5: HOTEL RURAL L'ALDEA PERDIDA



Foto 6: APARTAMENTOS TURÍSTICOS LOS ARRUDOS



Foto 7: ALBERGUE EL FLORAN



Foto 9: CASA DE ALDEA FUENTE L'ACEU



Foto 8: APARTAMENTOS RURALES CANZANA

Un característica importante de los sistemas de Micro CHP es que son muy sencillos de instalar y a la vez muy flexibles. En muchas ocasiones se entregan como proyectos "llave-en mano", en contenedores sólidos e impermeabilizados, con un tamaño razonable y las únicas operaciones que es necesario realizar son las de las conexiones eléctricas, combustible y agua.



Foto 10: APARTAMENTOS RURALES VILLAMOREY

Se ha realizado la convergencia de una serie de tecnologías para el desarrollo de estos sistemas de Micro CHP. Mientras que como contrapartida plantas disponibles comercialmente como el motor Stirling y micro turbinas de gas se desarrollan en plantas de demostración que están funcionando con un elevado índice de éxito. Células de combustible (tanto la de polímeros electrolíticos como las células de oxido sólidas) están todavía en fase investigación y desarrollándose en una serie de plantas piloto que están siendo testadas.

Tecnologías y combustibles usados en los sistemas de Micro Cogeneración



Por el momento los combustibles fósiles (gas natural, gases licuados del petróleo (GLP), y gasóleos) han sido usados en los sistemas de Micro CHP. Sin embargo, en los últimos años existe la tendencia del uso de **biodiesel y aceite de colza** en los motores diesel. Dada la excelente biodegradabilidad y baja toxicidad de estos nuevos combustibles el desarrollo de plantas de Micro CHP en regiones sensibilizadas con este tema ecológico están recibiendo una mayor atención.

Dado que estos sistemas tienen una eficiencia elevada, no producen una emisión directa de CO₂ y contribuyen al suministro energético sostenible en estos alojamientos. Por esta razón ya existen algunos refugios alpinos donde equipos de Micro CHP son alimentados con biodiesel y aceite de colza.

Varias empresas están experimentando también el uso de quemadores de **pellets de madera y concentradores solares**. Sin embargo, el producto desarrollado por estas empresas todavía está en fase de investigación y desarrollo. Las aplicaciones de refrigeración basadas en Micro CHP y Sistemas de Absorción todavía necesitan un mayor esfuerzo en investigación y desarrollo para poder introducirlos completamente en el mercado.

Formas de funcionamiento de los sistemas de micro CHP

Los sistemas de micro CHP se instalan como modernas calderas de calentamiento. Se pueden colocar por ejemplo en cocinas o en sótanos como si de una cámara frigorífica se tratase y con el mismo nivel de ruido que una de éstas. Los requerimientos de mantenimiento son muy pocos, por ejemplo, existen equipos comerciales que necesitan mantenimiento cada 3.500 horas de funcionamiento, lo que es realmente un mantenimiento bajo.

Dependiendo de los requerimientos del fabricante, los sistemas de Micro CHP podrán funcionar en diferentes modos (electricidad y/o calentamiento).

Funcionamiento en modo Calentamiento

La variable de control de operación del sistema de Micro CHP en este modo es siempre la **demanda de calor**. La electricidad generada que se suministra es para uso propio o para inyectarla en la red.

Funcionamiento en modo eléctrico

Para esta forma de funcionamiento la **demanda eléctrica** es la variable de control para definir la potencia de salida del sistema de micro CHP.

- ?? Cuando está trabajando en paralelo con otros sistemas, el sistema de micro CHP abastece el consumo hasta que se alcanza la máxima potencia de salida. Los requerimientos extra son cubiertos por la red eléctrica.
- ?? Cuando trabaja independientemente, el sistema de micro CHP (muchas veces combinado con una sistema de baterías) ha de cubrir la demanda de consumo por sí sólo.
- ?? Tomando medidas adicionales los sistemas de micro CHP puede también ser usados como sistemas de suministro.

La energía térmica que se produce simultáneamente por el sistema debe ser usada lo mejor posible, en tanques de acumulación de calor adecuados u otros equipos usados para almacenar calor.

Funcionamiento en modo combinado

También son posibles los dos modos de funcionamiento combinados, por ejemplo:

- ?? Funcionamiento controlado por la demanda de calor según la máxima potencia eléctrica.
- ?? Funcionando controlado por la máxima potencia eléctrica y/o demanda de calor
- ?? Funcionando controlado por la mínima potencia eléctrica y/o demanda de calor

La variable tiempo en los modos de funcionamiento se implementan a través de medidas del sistema de gestión de energía el cual selecciona el óptimo modo de funcionamiento para unos requerimientos específicos.



Foto 11:
Sistema Stirling
2 - 9,5 kW_{el}/8 - 26 kW_{th}
Fuente: Solo's



Foto 12:
8 kW_{el}/16 kW_{th}
Sistema de
Aceite de Colza
Fuente: Senertec



Tecnologías y combustibles usados en los sistemas de Micro Cogeneración



Conexión a Red para sistemas de Micro CHP

El funcionamiento de estos sistemas normalmente implica la exportación de electricidad a la red; por lo que el sistema debe estar conectado a la red principal del suministrador eléctrico.

Hoy día no existen mayores obstáculos técnicos para la conexión de los sistemas de Micro CHP a las redes siendo los existentes debidos a problemas comerciales para la venta de la electricidad (existencia de una prima por la compra de esa electricidad). Como en una cogeneración ordinaria, se han de tener en cuenta los costes evitables de estas nuevas centrales eléctricas, refuerzo de la red eléctrica y las pérdidas del sistema. Todo estas cuestiones podrían cambiar si las compañías eléctricas fuesen propietarias de los sistemas de Micro CHP

Mercado Potencial

El principal Mercado de los sistemas de Micro CHP es el mercado doméstico ya que puede utilizar estos equipos en sustitución de los equipos convencionales de gas y las calderas de gasoil en viviendas domésticas, con estos sistemas funcionando en modo de calefacción conectado en paralelo con la red eléctrica. Se estima un mercado potencia en la antigua Unión Europea de los 15 como para realizar unas 50 millones de instalaciones; siendo el principales mercados el alemán, el británico, el holandés, austriaco, belga, italiano y francés.

Un análisis del mercado potencial en Asturias da como resultado una potencial sustitución de las instalaciones en unos 2.295 edificios. La figura 2 muestra un desglose detallado de los diferentes tipos de construcciones en el sector turístico asturiano.

MERCADO POTENCIAL EN ASTURIAS PARA LA MICRO CHP

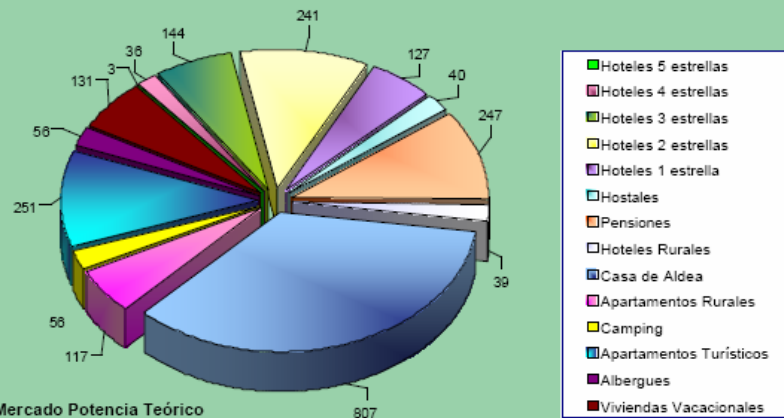


Figura 2: Mercado Potencia Teórico para el desarrollo de la micro CHP en Asturias (en total 2.295 edificios).

Formas de entrada en el Mercado

Los suministradores interesados tienen varias formas de obtener beneficios a través de la Micro CHP, participando en las ventas y en los sistemas de distribución de los suministradores de estas tecnologías. Diferentes canales de participación pueden ser:

??Compañías de desarrollo y producción de productos de micro CHP que venden unidades por medio de una red de distribuidores, compañías de servicios energéticos e integradores (por ejemplo Senertec, Power Plus, Capstone, etc.)

??Compañías fabricantes de calderas como Buderus, Vaillant, etc., que amplían su gama de productos a los sistemas de Micro CHP en los últimos años y están vendiendo estas unidades mediante su propia red de distribución regional.

??En los últimos años empresas suministradoras han llegado a acuerdos de cooperación con empresas de Micro CHP y están vendiendo sus productos usando muy a menudo modelos de contratos bajo los cuales ellos instalan y controlan el funcionamiento de sus unidades de Micro CHP. El cliente final pagará en función de los la producción eléctrica y térmica del equipo de Micro CHP

PARA MÁS INFORMACIÓN: Ponerse en contacto con ENERNALON Tlf: +34 98678761
www.enernalon.org; info@enernalon.org
www.greenloges.net

- **DOCUMENTO 2: Casos prácticos en el norte de España.**

D9 – Casos de Estudio Micro CHP:

“Casona de Rioseco” (Spain)

Información General

El Albergue El Florán, situado en El Parque de "El Florán", se encuentra ubicado en la localidad de Blimea, perteneciente al concejo de San Martín del Rey Aurelio.



Situado en la parte central, el concejo de San Martín del Rey Aurelio limita al norte con los municipios de Langreo y Siero; al sur con el de Laviana; al E. con los de Laviana y Bimenes, y con Langreo y Mieres, al oeste. Su superficie es de 56,12 km², mientras que su población alcanza los 22.129 habitantes.

Presenta una topografía en la que se alternan pequeños valles y montes, aunque algunos de éstos alcance alturas de cierta importancia, tal como el llamado Pico Tres Concejos, con altura de unos 1.250 metros y que recibe este nombre porque limita con los concejos de Mieres y Laviana y pertenece al de San Martín del Rey Aurelio. Marcan casi por completo sus límites las siguientes sierras o cordales: el de Langreo, al noroeste y norte; el de Bimenes, al noreste.; al sureste, la sierra de San Mamés; la de Espina, al suroeste, y la Cuesta de la Faya, al este.

Además de la localidad de Sotrondio, capital de San Martín del Rey Aurelio, y de Blimea, son importantes también El Entrego, La Hueria y Santa Bárbara.



Plano de situación

Planificación y selección del sistema de Micro Cogeneración (CHP)

La planificación del sistema de micro cogeneración (CHP) incluyó un detallado análisis del edificio, la demanda energética y evaluación de la oportunidad económica. Todos los detalles han sido recogidos por un cuestionario rellenado por Enernalón. El análisis de la demanda energética fue realizado por el programa informático “BHKW Plan”, un nuevo herramienta informática creada para la planificación de los sistemas de microcogeneración.

Los datos siguientes fueron usados para la realización del análisis

Datos de Partida		
Area total neta	1400	m ²
Calor requerido para el agua caliente domestica	14,53	MWh/a
Demanda Eléctrica	39686	kWh/a
Datos Climáticos	Estación Meteorológica: Oviedo, Spain Sobre Nivel del mar: 273 m	

La energía térmica total demandada para calefacción y ACS está calculado en 150,4 (MWh); la máxima demanda de calor es de 94 kW. El sistema de Micro Cogeneración seleccionado para este caso corresponde a la compañía GIESE (4,5 – 7,5 kWel / 9 - 15 kWter) y está diseñada para ese rango de operación. La producción total de energía del sistema de micro cogeneración está calculada en 45,8 (MWh/año). De esta electricidad producida el 64% se usa para autoconsumo y el 36% restante se vende a la red pública. La figura 1 muestra la demanda anual de calor en el alojamiento, junto con una foto del sistema de microcogeneración seleccionado y el total del calor generador con la unidad de microcogeneración. El área que indica la generación de calor con la microcogeneración, está por encima de la curva de demanda de calor correspondiente al tiempo del tanque de almacenamiento. El tiempo de operación puede ampliarse significativamente para el tanque de almacenamiento de agua (con un volumen de 1000 l.). Aproximadamente un 16% del máximo de la demanda térmica esta cubierta por el sistema de micro cogeneración.

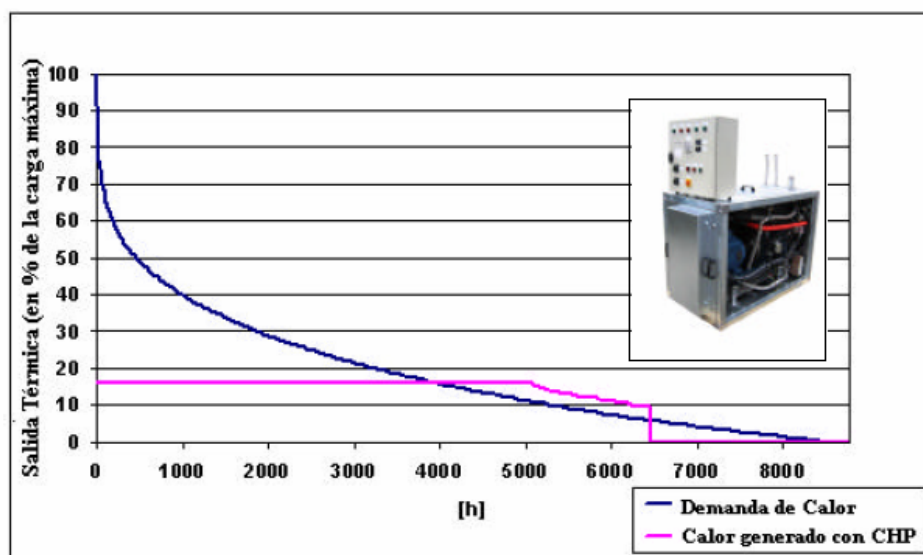


Figura 1: Curva de demanda anual de calor (línea azul) y calor generado con el sistema de microcogeneración (línea rosa): foto simbólica del sistema de microcogeneración de la empresa GIESE.

Cálculo de Rentabilidad

La evaluación económica está basada en VDI 2067 e incluye una comparación con el sistema energético alternativo (existente). Con el fin de cubrir los picos de carga una de las calderas de gasoil existentes con una potencia de salida de 81,4 kW se usaría (adicionalmente a la unidad de microcogeneración). Para el sistema de energía alternativa se tienen en cuenta las calderas ya existentes. La tabla siguiente resume los diferentes costes del sistema de microcogeneración en comparación con el sistema energético alternativo existente.

Cálculo de Rentabilidad		Micro CHP System	Alternative Energy System
Costes de Capital*)	[€/a]	2234,32	0,00
Costes de Operación	[€/a]	1475,12	171,74
Costes de Combustible	[€/a]	14209,22	10720,90
Coste Total	[€/a]	17918,66	10892,64
Ingresos por venta de Electricidad	[€/a]	2843,74	
Energía del suministro eléctrico evitada	[€/a]	3088,30	
Total de Ingresos	[€/a]	5932,04	
Coste Neto	[€/a]	11986,62	10892,64
Costes específicos de generación de calor después de la venta de electricidad	[€/kWh(th)]	0,0797	0,0724

*) Para el sistema instalado y sus componentes (Ejemplo depósito acumulador, calderas,... etc.) no se han calculado los costes de capital

Aunque la microgeneración planeada muestra una fiabilidad técnica excelente, los resultados económicos del proyecto indican que no se logra una mejora económica con el sistema de microgeneración. Las diferentes situaciones de costes y el total de ingresos se han representado en la Figura 2

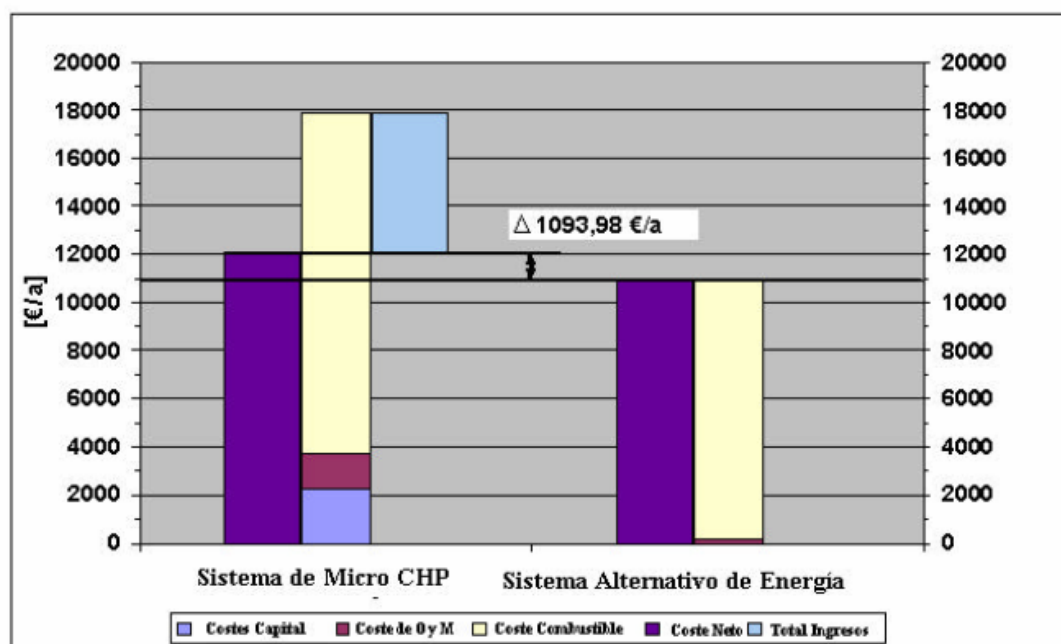


Figura 2, Calculo de Rentabilidad del sistema de microgeneración comparado con el sistema existente

Eficiencia Económica

Un calculo dinámico se usa para calcular el periodo de retorno de la inversión. Para este propósito se crea una especie de flujo de caja generado por la operación del sistema de microgeneración. Los costes de combustible, de operación y mantenimiento son calculados como pagos del sistema de microgeneración, mientras que estos costes en el sistema existente, la energía evitada de ser consumida y la rentabilidad por la venta de electricidad se calculan como ingresos. El flujo de caja descontado y el periodo de retorno es alcanzado cuando el descuento acumulado en el flujo de caja es igual a la máxima inversión para el sistema de microgeneración.

Cálculo del periodo de retorno		
Inversión en el sistema de Micro CHP	[€]	20350
Inversión en el sistema energético existente	[€]	0
Máxima Inversión	[€]	20350
Costes de mantenimiento y operación	[€/a]	-1475
Costes de combustible en microgeneración	[€/a]	-14209
Costes de operación y mantenimiento en el sistema existente	[€/a]	172
Costes de Combustible en el sistema existente	[€/a]	10721
Ingresos por la venta de electricidad a la red	[€/a]	2844
Suministro de energía ahorrada	[€/a]	3088
Flujo de caja	[€/a]	1140

Aunque el sistema de microcogeneración se muestre excelente técnicamente, los resultados económicos del proyecto resultan con un flujo de caja negativo (en sentido del retorno de la inversión principal del sistema de microcogeneración).

Conclusiones

La planificación y la integración del sistema de microcogeneración persigue maximizar la curva coste-eficiencia. Componentes del sistema energético y de la infraestructura de los combustibles se usan en sentido de evitar cualquier costes de instalación adicional. Además el sistema de microcogeneración se selecciona de forma que de el mayor tiempo de operación posible. El sistema de microcogeneración recomendado alcanza un largo tiempo de operación funcionando en modo de calefacción. Además, casi el 75 % de la electricidad demandada del edificio es cubierta por la electricidad generada por el sistema de microcogeneración. Además significantes ingresos pueden ser obtenidos por medio de la venta a red de la electricidad. Sin embargo con las condiciones del actual marco español, éstas hacen que la utilización de sistemas de microcogeneración no muestren un buena eficiencia económica. Las principales razones son:

- ?? Alto precio del combustible (Gas Licuado)
- ?? Tarifa relativamente baja por la venta de electricidad a la red
- ?? No ayuda económica para la inversión principal

Es importante destacar que el sistema de micro cogeneración seleccionado puede funcionar con biodiesel en caso de que el propietario del alojamiento quiera considerar un biocombustible como fuente de energía renovable.

D9 – Casos de Estudio Micro CHP:

“Casona de Entralgo” (Spain)

Información General

La Casona d'Entralgo se encuentra situado en el concejo de Laviana. Laviana es un concejo de la zona central de Asturias, con indudables y abundantes atractivos paisajísticos. Pasa por ser el de mayor importancia del Alto Nalón. Tiene una extensión de 130,99 km² y 15.085 habitantes. Linda al norte con el concejo de Bimenes y Piloña, al sur con el de Aller, al este con el de Sobrescobio, y con los de San Martín del Rey Aurelio y Mieres, al oeste.

Relieve formado por un largo valle, bañado por el Nalón, y que es continuación del de Langreo, resguardado por las altas cimas de Peñamayor, Peña Mea, Peña Corvera, etc. El río Nalón, que atraviesa el concejo, tiene aquí varios afluentes de importancia: es el caso de Pontona, el Condado y el Tiraña, Soto, Villoria, Raigoso, o Tolivia. Pola de Laviana es la capital. Barredos, El Condado, Villoria, Entralgo, Lorío, Tiraña, Carrio, La Aldea o Los Tornos, son otros núcleos de interés; en muchos de ellos se podrán contemplar excelentes monumentos.



Plano situación

En este territorio se encuentra el parque natural de Redes, declarado por la UNESCO reserva de la biosfera en el 2001, uno de los espacios naturales más espectaculares de toda la Cordillera Cantábrica.



La Casona d'Entralgo abrió sus instalaciones al público en el año 2001. El hotel permanece abierto durante todo el año.

El hotel tiene capacidad para 18 personas y dispone de 11 habitaciones, de las cuales, 9 son dobles y 2 son de tipo suite. El hotel dispone además de un apartamento con capacidad máxima de 4 personas, y un hórreo que han habilitado como alojamiento tipo suite. El porcentaje de ocupación del hotel de aproximadamente el 30% de media anual.

Está proyectada la construcción de 3 nuevos apartamentos dentro del complejo del hotel. La capacidad de dos de ellos será de 2 personas, y la del tercero, de mayores dimensiones, de 4 personas. Además del edificio que constituye el propio hotel, dispone de otras instalaciones: jardín –terraza, zonas verdes, parking exterior privado, salón con chimenea y parking infantil.

Además de proporcionar los servicios propios de un hotel, La Casona d'Entralgo tiene bar-cafetería y restaurante abierto al público, proporcionando servicio de desayunos, comidas y cenas. Como dato orientativo, el restaurante sirve de media alrededor de 50 comidas y cenas semanales.

Todas las habitaciones son exteriores y están equipadas con: calefacción, televisión, teléfono, hilo musical, caja de seguridad y baño completo. El apartamento está adaptado para personas discapacitadas y dispone de dormitorio independiente, salón con chimenea, cocina equipada, cuarto de baño completo, televisión, teléfono y zona verde privada.

Planificación y selección del sistema de Micro Cogeneración (CHP)

La planificación del sistema de micro cogeneración (CHP) incluyó un detallado análisis del edificio, la demanda energética y evaluación de la oportunidad económica. Todos los detalles han sido recogidos por un cuestionario rellenado por Enernalón. El análisis de la demanda energética fue realizado por el programa informático “BHKW Plan”, un nuevo herramienta informática creada para la planificación de los sistemas de microcogeneración.

Los datos siguientes fueron usados para la realización del análisis

Datos de Partida		
Area total neta	490	m ²
Calor requerido para el agua caliente domestica	13,32	MWh/a
Demanda Eléctrica	55294	kWh/a
Datos Climáticos	Estación Meteorológica: Oviedo, España Nivel del Mar: 273 m	

La energía térmica total demandada para calefacción y ACS está calculada en 68,9 (MWh); la máxima demanda de calor es de 49 kW. El sistema de Micro Cogeneración seleccionado para este caso corresponde a la compañía GIESE (3,3 - 5,5 kWel / 6 - 10 kWter) y está diseñado para ese rango de operación. La producción total de energía del sistema de micro cogeneración está calculada en 31,0 (MWh/año). De esta electricidad producida el 96% se usa para autoconsumo y el 4% restante se vende a la red pública. La figura 1 muestra la demanda anual de calor en el alojamiento, junto con una foto del sistema de microcogeneración seleccionado y el total del calor generado con la unidad de microcogeneración. El área que indica la generación de calor con la microcogeneración, está por encima de la curva de demanda de calor correspondiente al tiempo del tanque de almacenamiento. El tiempo de operación puede ampliarse significativamente para el tanque de almacenamiento de agua (con un volumen de 1.000 l.) . Aproximadamente un 21% del máximo de la demanda térmica esta cubierta por el sistema de micro cogeneración.

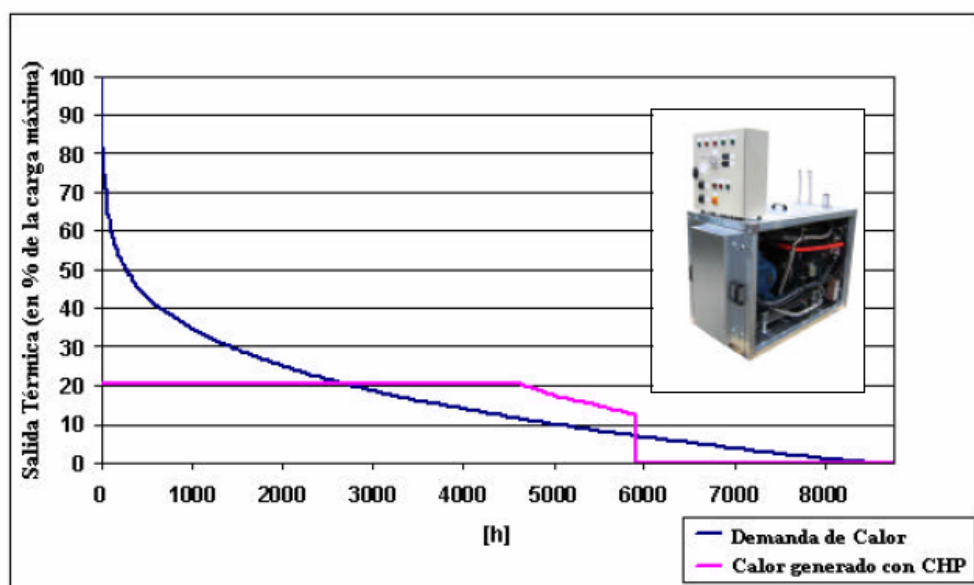


Figura 1: Curva de demanda anual de calor (línea azul) y calor generado con el sistema de microgeneración (línea rosa): foto simbólica del sistema de microgeneración de la empresa GIESE.

Cálculo de Rentabilidad

La evaluación económica está basada en VDI 2067 e incluye una comparación con el sistema energético alternativo (existente). Con el fin de cubrir los picos de carga una de las calderas de gasoil existentes con una potencia de salida de 112 kW se usaría (adicionalmente a la unidad de microgeneración). Para el sistema de energía alternativa se tienen en cuenta las calderas ya existentes. La tabla siguiente resume los diferentes costes del sistema de microgeneración en comparación con el sistema energético alternativo existente.

Cálculo de Rentabilidad		Micro CHP System	Alternative Energy System
Costes de Capital*)	[€/a]	1594,63	0,00
Costes de Operación	[€/a]	1039,21	110,46
Costes de Combustible	[€/a]	7543,31	5158,67
Coste Total	[€/a]	10177,15	5269,13
Ingresos por venta de Electricidad	[€/a]	225,86	
Energía del suministro eléctrico evitada	[€/a]	3326,76	
Total de Ingresos	[€/a]	3552,62	
Coste Neto	[€/a]	6624,53	5269,13
Costes específicos de generación de calor después de la venta de electricidad	[€/kWh(th)]	0,0961	0,0765

*) Para el sistema instalado y sus componentes (Ejemplo depósito acumulador, calderas,... etc.) no se han calculado los costes de capital

Aunque la microgeneración planeada muestra una fiabilidad técnica excelente, los resultados económicos del proyecto indican que no se logra una mejora económica con el sistema de microgeneración. Las diferentes situaciones de costes y el total de ingresos se han representado en la Figura 2

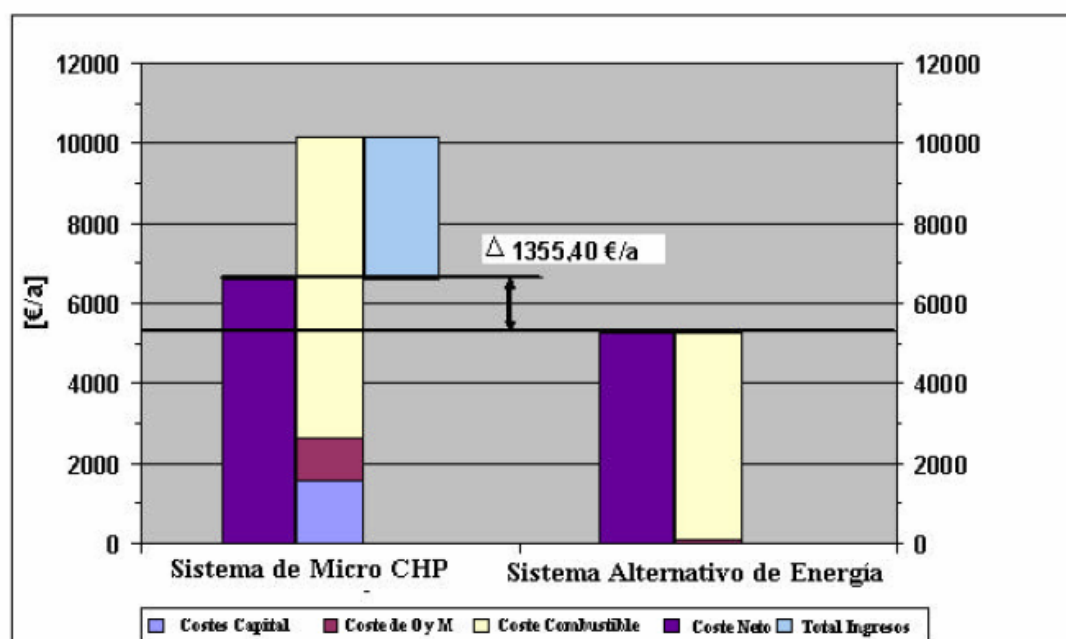


Figura 2, Calculo de Rentabilidad del sistema de microgeneración comparado con el sistema existente

Eficiencia Económica

Un calculo dinámico se usa para calcular el periodo de retorno de la inversión. Para este propósito se crea una especie de flujo de caja generado por la operación del sistema de microgeneración. Los costes de combustible, de operación y mantenimiento son calculados como pagos del sistema de microgeneración, mientras que estos costes en el sistema existente, la energía evitada de ser consumida y la rentabilidad por la venta de electricidad se calculan como ingresos. El flujo de caja descontado y el periodo de retorno es alcanzado cuando el descuento acumulado en el flujo de caja es igual a la máxima inversión para el sistema de microgeneración.

Cálculo del periodo de retorno		
Inversión en el sistema de Micro CHP	[€]	20350
Inversión en el sistema energético existente	[€]	0
Máxima Inversión	[€]	20350
Costes de mantenimiento y operación	[€/a]	-1475
Costes de combustible en microgeneración	[€/a]	-14209
Costes de operación y mantenimiento en el sistema existente	[€/a]	172
Costes de Combustible en el sistema existente	[€/a]	10721
Ingresos por la venta de electricidad a la red	[€/a]	2844
Suministro de energía ahorrada	[€/a]	3088
Flujo de caja	[€/a]	1140

Aunque el sistema de microgeneración se muestre excelente técnicamente, los resultados económicos del proyecto resultan con un flujo de caja negativo (en sentido del retorno de la inversión principal del sistema de microgeneración).

Conclusiones

La planificación y la integración del sistema de microgeneración persigue maximizar la curva coste-eficiencia. Componentes del sistema energético y de la infraestructura de los combustibles se usan en sentido de evitar cualquier costes de instalación adicional. Además el sistema de microgeneración se selecciona de forma que de el mayor tiempo de operación posible. El sistema de microgeneración recomendado alcanza un largo tiempo de operación funcionando en modo de calefacción. Además, casi el 75 % de la electricidad demandada del edificio es cubierta por la electricidad generada por el sistema de microgeneración. Además significantes ingresos pueden ser obtenidos por medio de la venta a red de la electricidad. Sin embargo con las condiciones del actual marco español, éstas hacen que la utilización de sistemas de microgeneración no muestren una buena eficiencia económica. Las principales razones son:

- ?? Alto precio del combustible
- ?? Tarifa relativamente baja por la venta de electricidad a la red
- ?? No ayuda económica para la inversión principal

Es importante destacar que el sistema de micro cogeneración seleccionado puede funcionar con biodiesel en caso de que el propietario del alojamiento quiera considerar un biocombustible como fuente de energía renovable.

D9 – Casos de Estudio Micro CHP:

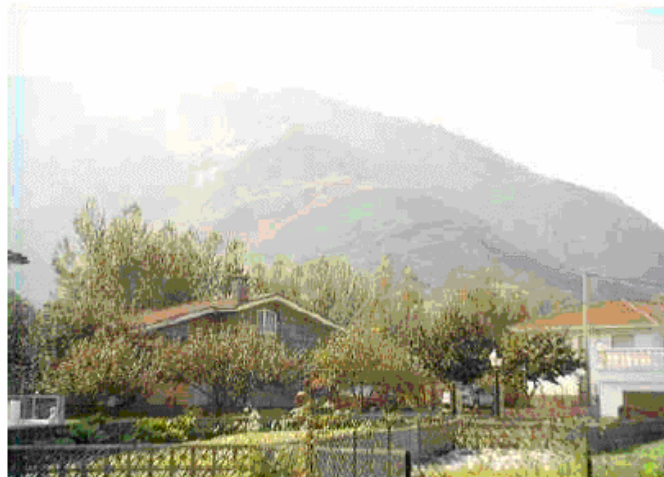
“Casona de Rioseco” (Spain)

Información General

El Hotel La Casona de Rioseco abrió sus instalaciones al público en el año 2002. El hotel permanece abierto durante todo el año.

El hotel tiene capacidad para 10 personas y dispone de 6 habitaciones, de las cuales, 4 son dobles y 2 son sencillas. El porcentaje de ocupación del hotel de aproximadamente el 30% de media anual.

Además de proporcionar los servicios propios de un hotel, La Casona de Rioseco tiene bar-cafetería y restaurante abierto al público.



Todas las habitaciones están equipadas con: calefacción, televisión y baño completo.

El hotel La Casona de Rioseco se encuentra en la localidad de Rioseco, perteneciente al Concejo de Sobrescobio.

El concejo de Sobrescobio se sitúa en la parte sureste de Asturias. Tiene una extensión de 69,42 km² y una población de 769 habitantes. Está delimitado al norte por los términos municipales de Piloña y Caso; al sur por el de Aller; al este, por el de Caso; y al oeste por el de Laviana.

Desde el punto de vista orográfico, el territorio es accidentado, con alturas de cierta importancia, como los cordales de Gamonal, Xamoca, Llaímo o Negros, desde las que

se pueden contemplar magníficos panoramas. Los ríos más importantes son el Nalón —que parte en dos la fértil y bella vega de Rioseco—, y el Alba o Soto, afluente del primero.



Sobrescobio, tiene como núcleos de población a destacar no sólo la capital, Rioseco, sino también Soto de Agues, Ladines, o Villamorey, entre otros.

Planificación y selección del sistema de Micro Cogeneración (CHP)

La planificación del sistema de micro cogeneración (CHP) incluyó un detallado análisis del edificio, la demanda energética y evaluación de la oportunidad económica. Todos los detalles han sido recogidos por un cuestionario relleno por Enernalón. El análisis de la demanda energética fue realizado por el programa informático “BHKW Plan”, un nuevo herramienta informática creada para la planificación de los sistemas de microcogeneración.

Los datos siguientes fueron usados para la realización del análisis

Datos de Partida		
Area total neta	250	m ²
Calor requerido para el agua caliente domestica	9,72	MWh/a
Demanda Eléctrica	41989	kWh/a
Datos Climáticos	Estación Meteorológica: Oviedo, España Nivel del Mar: 273 m	

La energía térmica total demandada para calefacción y ACS está calculada en 46,4 (MWh); la máxima demanda de calor es de 43 kW. El sistema de Micro Cogeneración seleccionado para este caso corresponde a la compañía PowerPlus Technologies (1,3 - 4,7 kWel / 4 - 12 kWter) y está diseñado para ese rango de operación. La producción total de energía del sistema de microcogeneración está calculada en 16,4 (MWh/año). De esta electricidad producida el 98% se usa para autoconsumo y el 2% restante se vende a la red pública. La figura 1 muestra la demanda anual de calor en el alojamiento, junto con una foto del sistema de microcogeneración seleccionado y el total del calor generado con la unidad de microcogeneración. El área que indica la generación de calor con la microcogeneración, está por encima de la curva de demanda de calor correspondiente al tiempo del tanque de almacenamiento. El tiempo de operación puede ampliarse significativamente para el tanque de almacenamiento de agua. Aproximadamente un 29% del máximo de la demanda térmica esta cubierta por el sistema de micro cogeneración.

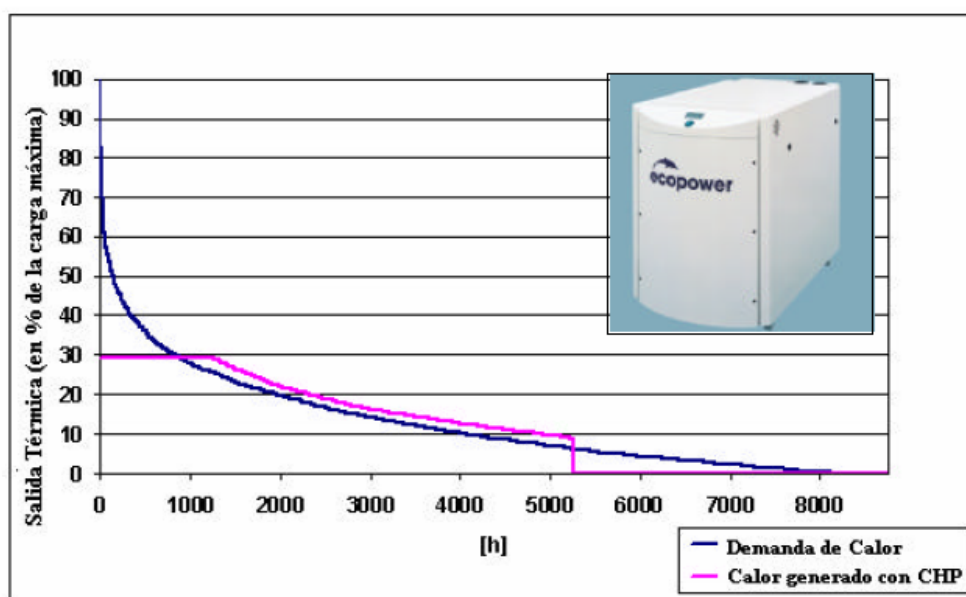


Figura 1: Curva de demanda anual de calor (línea azul) y calor generado con el sistema de microgeneración (línea rosa): foto del sistema de microgeneración de la empresa Power Plus Technologies

Cálculo de Rentabilidad

La evaluación económica está basada en VDI 2067 e incluye una comparación con el sistema energético alternativo (existente). Con el fin de cubrir los picos de carga una de las calderas de gasoil existentes con una potencia de salida de 60,9 kW se usaría (adicionalmente a la unidad de microgeneración). Para el sistema de energía alternativa se tienen en cuenta las calderas ya existentes. La tabla siguiente resume los diferentes costes del sistema de microgeneración en comparación con el sistema energético alternativo existente.

Cálculo del Beneficio		Micro CHP System	Alternative Energy System
Costes de Capital*)	[€/a]	1704,97	0,00
Costes de Operación	[€/a]	589,35	97,50
Costes de Combustible	[€/a]	4968,42	3558,46
Coste Total	[€/a]	7262,74	3655,96
Ingresos por venta de Electricidad	[€/a]	40,19	
Energía del suministro eléctrico evitada	[€/a]	1811,22	
Total de Ingresos	[€/a]	1851,41	
Coste Neto	[€/a]	5411,33	3655,96
Costes específicos de generación de calor después de la venta de electricidad	[€/kWh(th)]	0,1166	0,0788

*) Para el sistema instalado y sus componentes (Ejemplo depósito acumulador, calderas,... etc.) no se han calculado los costes de capital

Aunque la microgeneración planeada muestra una fiabilidad técnica excelente, los resultados económicos del proyecto indican que no se logra una mejora económica con el sistema de microgeneración. Las diferentes situaciones de costes y el total de ingresos se han representado en la Figura 2

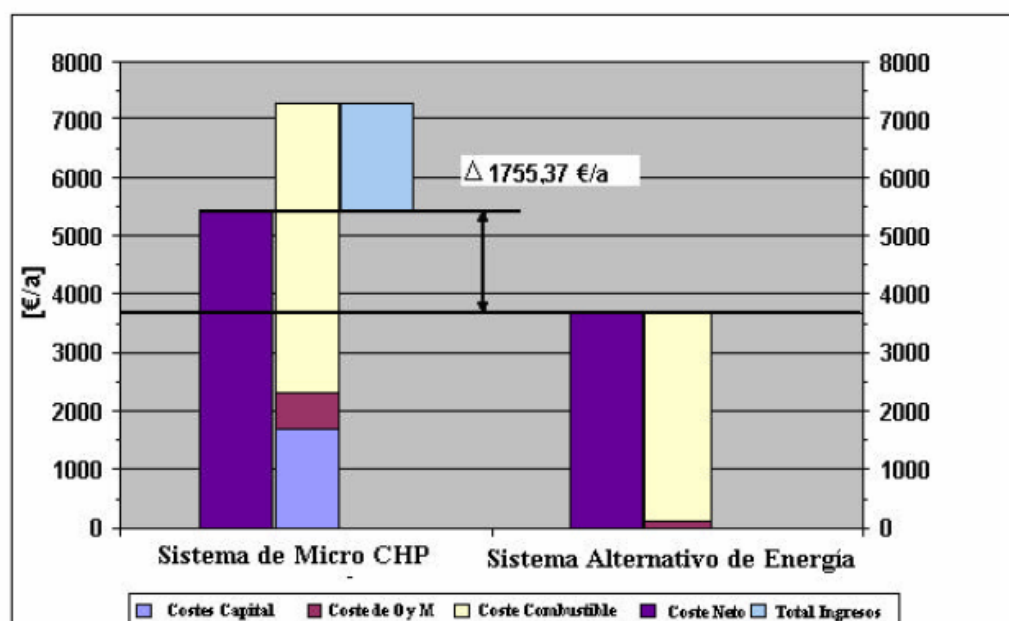


Figura 2, Calculo de Rentabilidad del sistema de microgeneración comparado con el sistema existente

Eficiencia Económica

Un calculo dinámico se usa para calcular el periodo de retorno de la inversión. Para este propósito se crea una especie de flujo de caja generado por la operación del sistema de microgeneración. Los costes de combustible, de operación y mantenimiento son calculados como pagos del sistema de microgeneración, mientras que estos costes en el sistema existente, la energía evitada de ser consumida y la rentabilidad por la venta de electricidad se calculan como ingresos. El flujo de caja descontado y el periodo de retorno es alcanzado cuando el descuento acumulado en el flujo de caja es igual a la máxima inversión para el sistema de microgeneración.

Cálculo del periodo de retorno		
Inversión en el sistema de Micro CHP	[€]	15529
Inversión en el sistema energético existente	[€]	0
Máxima Inversión	[€]	15529
Costes de mantenimiento y operación	[€/a]	-598
Costes de combustible en microgeneración	[€/a]	-4968
Costes de operación y mantenimiento en el sistema existente	[€/a]	98
Costes de Combustible en el sistema existente	[€/a]	3558
Ingresos por la venta de electricidad a la red	[€/a]	40
Suministro de energía ahorrada	[€/a]	1811
Flujo de caja	[€/a]	-50

Aunque el sistema de microcogeneración se muestre excelente técnicamente, los resultados económicos del proyecto resultan con un flujo de caja negativo (en sentido del retorno de la inversión principal del sistema de microcogeneración).

Conclusiones

La planificación y la integración del sistema de microcogeneración persigue maximizar la curva coste-eficiencia. Componentes del sistema energético y de la infraestructura de los combustibles se usan en sentido de evitar cualquier costes de instalación adicional. Además el sistema de microcogeneración se selecciona de forma que de el mayor tiempo de operación posible. El sistema de microcogeneración recomendado alcanza un largo tiempo de operación funcionando en modo de calefacción. Además, casi el 39% de la electricidad demandada del edificio es cubierta por la electricidad generada por el sistema de microcogeneración. Además significantes ingresos pueden ser obtenidos por medio de la venta a red de la electricidad. Sin embargo con las condiciones del actual marco español, éstas hacen que la utilización de sistemas de microcogeneración no muestren un buena eficiencia económica. Las principales razones son:

- ?? Alto precio del combustible (Gas Licuado)
- ?? Tarifa relativamente baja por la venta de electricidad a la red
- ?? No ayuda económica para la inversión principal

○ **DOCUMENTO 3: Casos prácticos en el sur de España.**



D9 - Micro CHP Case Study: “Cortijo Maravillas” (Spain)

Información general

La casa rural está ubicada en el término municipal de Beas de Segura (Jaén) perteneciente a la Comunidad Autónoma de Andalucía (España).

El Cortijo Maravillas es un alojamiento rural con interés turístico. Consta de 4 apartamentos iguales donde cada apartamento se distribuye en un salón, una cocina, dos dormitorios y un cuarto de baño (WC). En un dormitorio se distribuye en 2 camas individuales y el otro en una cama doble de matrimonio.



Planificación y selección de sistemas de micro-cogeneración (micro – CHP)

La planificación de micro sistemas de cogeneración incluye un análisis detallado del edificio, la demanda de energía y la evaluación de la oportunidad económica. La información requerida ha sido recopilada por la Agencia de Gestión Energética de la Provincia de Jaén, AGENER a través de un cuestionario detallado. El análisis de la demanda de energía ha sido realizado a través del programa informático “BHKW Plan”, un nuevo software creado para el estudio de micro CHP.

A continuación se detallan los datos empleados para el análisis:

Datos de partida		
Área total neta	300	m ²
Necesidades de agua caliente sanitaria	9,42	MWh/a
Demanda de energía eléctrica	21.902	kWh/a
Datos de climatología	Jaen, España Altura: 600 m	

La demanda de energía térmica total para calefacción y agua caliente sanitaria calculada es 29,6 MWh; la demanda máxima de calor es 27 kW. El micro CHP, seleccionado por la empresa GIESE, (3,3 – 5,5 kW_e / 6 – 10 kW_t) está diseñado para ese rango de operación. La producción total de energía eléctrica con el micro CHP se ha calculado para 14,9 MWh/año. La figura 1 muestra la demanda de calor anual de la casa rural, una imagen del micro sistema de cogeneración seleccionado y la cantidad de calor generado por el mismo. El área que indica la generación de calor del micro CHP, está por encima de la curva de demanda de calor correspondiente al tiempo de almacenamiento en el tanque. Los tiempos de operación pueden ser prolongados considerablemente por el tanque de almacenamiento de agua caliente ya instalado. Alrededor del 38% de la demanda de energía térmica máxima es cubierta por el sistema de micro cogeneración seleccionado.

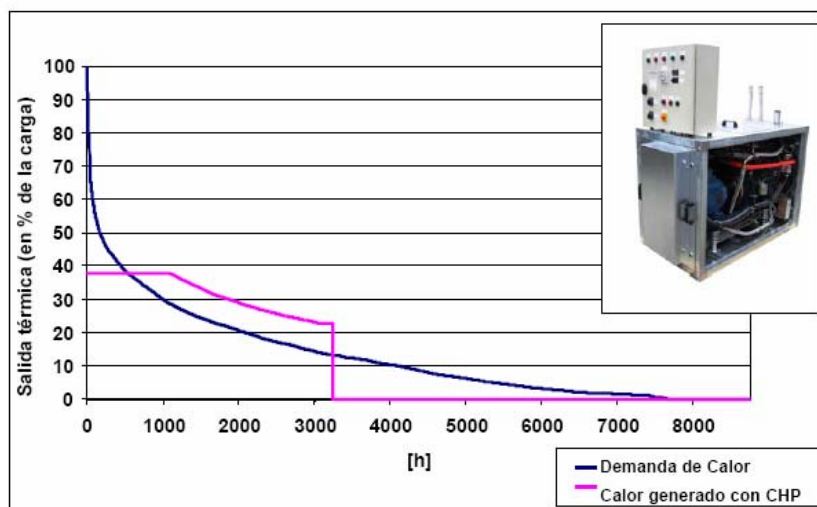


Figura 1: Curva de Demanda Anual de Calor (línea azul) y generación de calor con el sistema de micro CHP.

Fotografía: imagen del micro sistema de cogeneración seleccionado de la empresa GIESE.

Calculo de rentabilidad

En principio, el sistema de micro CHP está conectado a un sistema de calefacción central – incluido el sistema de distribución de calor – en caso de utilizar el modo de operación más eficiente. Además, los sistemas de calefacción central mejoran con este sistema de calefacción el confort en los alojamientos

rurales. Otra ventaja en este tipo de casos es que también supone una demanda de energía eléctrica menor que la indicada, por lo que la producción de calefacción eléctrica y la producción de agua caliente sanitaria será sustituida por energía térmica producida por unidades de micro CHP.

La evaluación económica está basada en el VDI 2067, e incluye una comparativa entre los micro sistemas de cogeneración y un sistema energético alternativo (también basado en combustibles ligeros como energía primaria). El sistema de micro CHP está formado por la unidad de micro CHP y una caldera. Como sistema de energía alternativo se ha seleccionado una caldera con una potencia térmica de 27 kW – los cálculos incluyen una caldera de baja temperatura de la empresa Viessmann. La comparativa se hace suponiendo la existencia de un sistema de distribución de calor. En la siguiente tabla se resumen los diferentes costes del sistema de micro CHP en comparación con una sistema alternativo.

Cálculo del beneficio		Sistema de Micro CHP	Sistema de Energía Alternativo
Costes de capital *)	[€/a]	1267,41	251,84
Costes de operación y mantenimiento	[€/a]	484,92	40,07
Costes de combustible	[€/a]	3863,72	2485,56
Costes totales	[€/a]	5616,06	2777,46
Impuesto de electricidad	[€/a]	-40,70	
Ingresos por venta de electricidad	[€/a]	625,93	
Energía de suministro eléctrico evitada	[€/a]	345,63	
Ingresos totales	[€/a]	930,86	
Coste neto	[€/a]	4685,19	2777,46
Costes específicos de generación de calor después de la venta de electricidad	[€/kWh(th)]	0,1583	0,0938

*) Para el sistema instalado y sus componentes (p.ej. depósito de acumulación, etc.) no se han calculado los costes de capital.

Aunque los sistema de micro CHP muestran la viabilidad técnica, la parte económica del proyecto tiene ventajas en los sistemas de micro CHP. La situación de los diferentes costes y la rentabilidad total está representada en la figura 2.

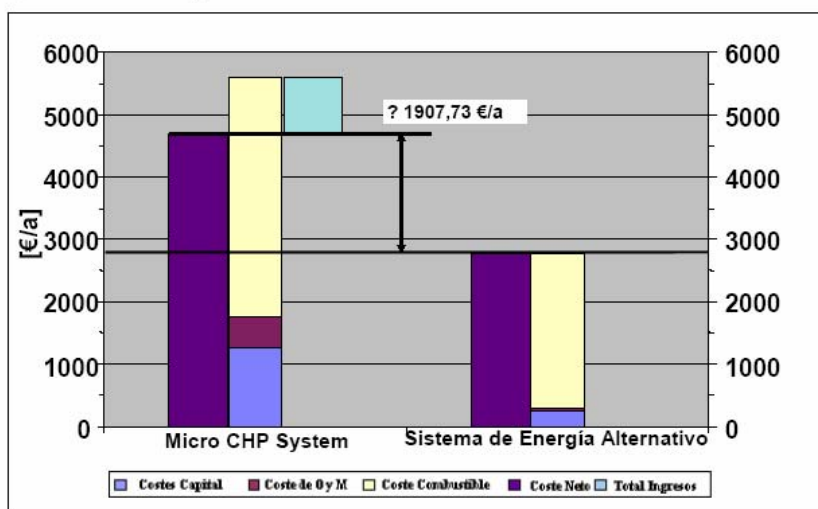


Figura 2: Cálculo de rentabilidad en del sistema de micro CHP en comparación con un sistema alternativo.

Eficiencia Económica

Se ha empleado un cálculo dinámico para calcular el periodo de retorno de la inversión. Para este propósito se crea un flujo de caja generado por el sistema de micro CHP. Los costes de combustible, de operación y de mantenimiento se han calculado como pagos del sistema de micro CHP. Los gastos de operación y mantenimiento del sistema alternativo, las facturas de energía eléctrica evitadas y los ingresos por venta de electricidad, menos los impuestos de electricidad se calculan como ingresos. El cash flow descontado y el periodo de retorno se alcanza cuando los descuentos acumulados en el flujo de caja sean iguales a la máxima inversión para el sistema de micro CHP.

Cálculo del periodo de retorno		
Inversión en el sistema de micro CHP	[€]	13563
Inversión en el sistema energético alternativo	[€]	3138
Máxima inversión	[€]	10424
Costes de O & M en micro CHP	[€/a]	-485
Costes de combustible en micro CHP	[€/a]	-3864
Costes de O & M en el sistema alternativo	[€/a]	40
Costes de combustible en el sistema alternativo	[€/a]	2486
Ingresos por venta de electricidad a la red	[€/a]	626
Suministro de energía eléctrica ahorrada	[€/a]	346
Impuestos de electricidad	[€/a]	-41
Cash flow	[€/a]	-892

Aunque los micro sistemas de CHP son técnicamente viables, la parte económica del proyecto no muestra resultados positivos en el periodo de retorno.

Conclusiones

La no existencia de sistemas de distribución en este proyecto es una limitación para la implantación de micro sistemas CHP. Además, los cálculos arrojan los resultados que se detallan a continuación. Debido a las condiciones climáticas en esta región, la demanda de calor para calefacción es baja, y la demanda de agua caliente también es baja, por esta razón se ha seleccionado un micro sistema de cogeneración a pequeña escala. No obstante, solamente se alcanzarán unas 3.200 horas de operación al año.

Suponiendo un sistema de distribución, la utilización de un sistema de micro CHP desde el punto de vista económico y comparado con un sistema convencional, no muestra buenos rendimientos si tomamos como base las condiciones que se enmarcan en este estudio. Las principales razones son:

- Baja demanda de calor, la demanda térmica y la situación de la energía eléctrica generada es también baja.
- Elevados precios del combustible.
- El precio de la energía eléctrica es bajo.
- El precio por kWh inyectado a la red eléctrica producido por el micro sistema de cogeneración es bajo.



Otra posibilidad para la el micro CHP sería un sistema de generación de electricidad, pero no se podría aplicar ya que la potencia eléctrica requerida es pequeña; además, el calor que es producido de manera simultánea en el micro CHP debe ser usado de manera eficiente debido a criterios de sostenibilidad. Otra posibilidad es la utilización durante los meses de verano del calor generado en el sistema para la generación de frío mediante sistemas de absorción, pero esta tecnología necesita más investigación y desarrollo para poder introducirla en el mercado.

D9 - Micro CHP Case Study: “El Cercadillo” (Spain)

Información general

La casa rural está ubicada en el término municipal de Bédmar (Jaén) perteneciente a la Comunidad Autónoma de Andalucía (España).

El Cercadillo es un alojamiento rural con interés turístico. La Casa Rural El Cercadillo consta de un amplio salón con una cocina donde en la parte superior se dispone de tres dormitorios más 4 apartamentos donde cada una de ellas tiene dos alturas y se distribuye en un hall y una cocina y en 2 dormitorios. En total forman 10 habitaciones.



Planificación y selección de sistemas de micro-cogeneración (micro – CHP)

La planificación de micro sistemas de cogeneración incluye un análisis detallado del edificio, la demanda de energía y la evaluación de la oportunidad económica. La información requerida ha sido recopilada por la Agencia de Gestión Energética de la Provincia de Jaén, AGENER a través de un cuestionario detallado. El análisis de la demanda de energía ha sido realizado a través del programa informático “BHKW Plan”, un nuevo software creado para el estudio de micro CHP.

A continuación se detallan los datos empleados para el análisis:

Datos de partida		
Área total neta	250	m ²
Necesidades de agua caliente sanitaria	6,285	MWh/a
Demanda de energía eléctrica	18.250	kWh/a
Datos de climatología	Jaen, España Altura: 600 m	

La demanda de energía térmica total para calefacción y agua caliente sanitaria calculada es 23,1 MWh; la demanda máxima de calor es 22 kW. El micro CHP, seleccionado por la empresa GIESE, (3,3 – 5,5 kW_e / 6 – 10 kW_t) está diseñado para ese rango de operación. La producción total de energía eléctrica con el micro CHP se ha calculado para 12,4 MWh/año. La figura 1 muestra la demanda de calor anual de la casa rural, una imagen del micro sistema de cogeneración seleccionado y la cantidad de calor generado por el mismo. El área que indica la generación de calor del micro CHP, está por encima de la curva de demanda de calor correspondiente al tiempo de almacenamiento en el tanque. Los tiempos de operación pueden ser prolongados considerablemente por el tanque de almacenamiento de agua caliente ya instalado. Alrededor del 46% de la demanda de energía térmica máxima es cubierta por el sistema de micro cogeneración seleccionado.

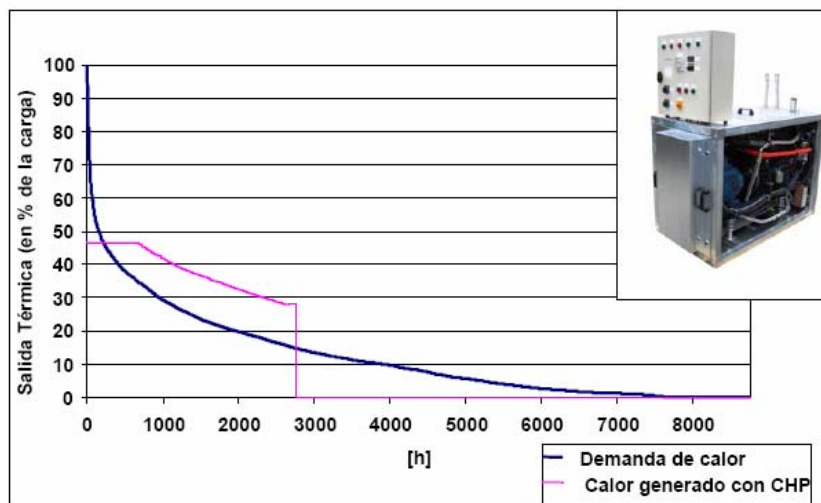


Figura 1: Curva de Demanda Anual de Calor (línea azul) y generación de calor con el sistema de micro CHP.

Fotografía: imagen del micro sistema de cogeneración seleccionado de la empresa GIESE.

Calculo de rentabilidad

En principio, el sistema de micro CHP está conectado a un sistema de calefacción central – incluido el sistema de distribución de calor – en caso de utilizar el modo de operación más eficiente. Además, los sistemas de calefacción central mejoran con este sistema de calefacción el confort en los alojamientos rurales. Otra ventaja en este tipo de casos es que también supone una demanda de energía eléctrica menor

que la indicada, por lo que la producción de calefacción eléctrica y la producción de agua caliente sanitaria será sustituida por energía térmica producida por unidades de micro CHP.

La evaluación económica está basada en el VDI 2067, e incluye una comparativa entre los micro sistemas de cogeneración y un sistema energético alternativo (también basado en combustibles ligeros como energía primaria). El sistema de micro CHP está formado por la unidad de micro CHP y una caldera. Como sistema de energía alternativo se ha seleccionado una caldera con una potencia térmica de 22 kW – los cálculos incluyen una caldera de baja temperatura de la empresa Viessmann. La comparativa se hace suponiendo la existencia de un sistema de distribución de calor. En la siguiente tabla se resumen los diferentes costes del sistema de micro CHP en comparación con una sistema alternativo.

Cálculo del beneficio		Sistema de Micro CHP	Sistema de Energía Alternativo
Costes de capital *)	[€/a]	1267,41	243,73
Costes de operación y mantenimiento	[€/a]	410,04	38,78
Costes de combustible	[€/a]	2942,56	1955,50
Costes totales	[€/a]	4620,01	2238,00
Impuesto de electricidad	[€/a]	-32,90	
Ingresos por venta de electricidad	[€/a]	506,25	
Energía de suministro eléctrico evitada	[€/a]	260,75	
Ingresos totales	[€/a]	734,10	
Coste neto	[€/a]	3885,91	2238,00
Costes específicos de generación de calor después de la venta de electricidad	[€/kWh(th)]	0,1682	0,0969

*) Para el sistema instalado y sus componentes (p.ej. depósito de acumulación, etc.) no se han calculado los costes de capital.

Aunque los sistema de micro CHP muestran la viabilidad técnica, la parte económica del proyecto tiene ventajas en los sistemas de micro CHP. La situación de los diferentes costes y la rentabilidad total está representada en la figura 2.

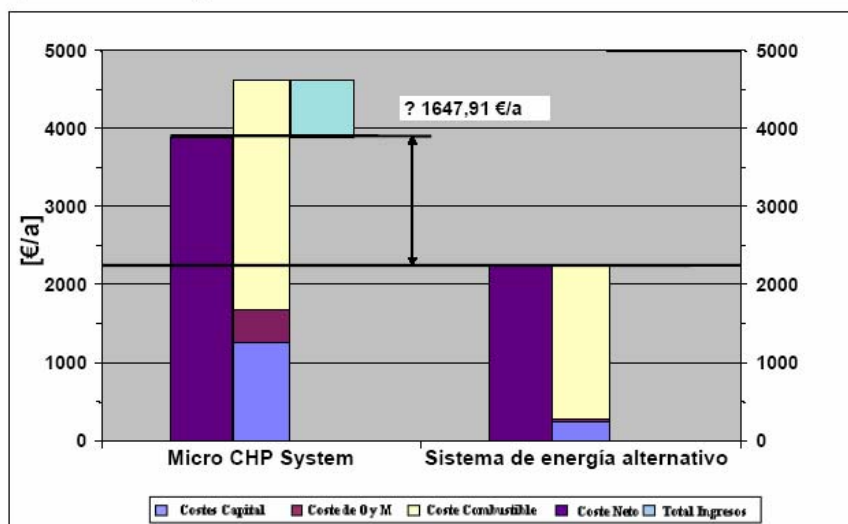


Figura 2: Cálculo de rentabilidad en del sistema de micro CHP en comparación con un sistema alternativo.

Eficiencia Económica

Se ha empleado un cálculo dinámico para calcular el periodo de retorno de la inversión. Para este propósito se crea un flujo de caja generado por el sistema de micro CHP. Los costes de combustible, de operación y de mantenimiento se han calculado como pagos del sistema de micro CHP. Los gastos de operación y mantenimiento del sistema alternativo, las facturas de energía eléctrica evitadas y los ingresos por venta de electricidad, menos los impuestos de electricidad se calculan como ingresos. El cash flow descontado y el periodo de retorno se alcanza cuando los descuentos acumulados en el flujo de caja sean iguales a la máxima inversión para el sistema de micro CHP.

Cálculo del periodo de retorno		
Inversión en el sistema de micro CHP	[€]	13563
Inversión en el sistema energético alternativo	[€]	3037
Máxima inversión	[€]	10525
Costes de O & M en micro CHP	[€/a]	-410
Costes de combustible en micro CHP	[€/a]	-2943
Costes de O & M en el sistema alternativo	[€/a]	39
Costes de combustible en el sistema alternativo	[€/a]	1955
Ingresos por venta de electricidad a la red	[€/a]	506
Suministro de energía eléctrica ahorrada	[€/a]	261
Impuestos de electricidad	[€/a]	-33
Cash flow	[€/a]	-624

Aunque los micro sistemas de CHP son técnicamente viables, la parte económica del proyecto no muestra resultados positivos en el periodo de retorno.

Conclusiones

La no existencia de sistemas de distribución en este proyecto es una limitación para la implantación de micro sistemas CHP. Además, los cálculos arrojan los resultados que se detallan a continuación. Debido a las condiciones climáticas en esta región, la demanda de calor para calefacción es baja, y la demanda de agua caliente también es baja, por esta razón se ha seleccionado un micro sistema de cogeneración a pequeña escala. No obstante, solamente se alcanzarán unas 2.800 horas de operación al año.

Suponiendo un sistema de distribución, la utilización de un sistema de micro CHP desde el punto de vista económico y comparado con un sistema convencional, no muestra buenos rendimientos si tomamos como base las condiciones que se enmarcan en este estudio. Las principales razones son:

- Baja demanda de calor, la demanda térmica y la situación de la energía eléctrica generada es también baja.
- Elevados precios del combustible.
- El precio de la energía eléctrica es bajo.
- El precio por kWh inyectado a la red eléctrica producido por el micro sistema de cogeneración es bajo.



Otra posibilidad para la el micro CHP sería un sistema de generación de electricidad, pero no se podría aplicar ya que la potencia eléctrica requerida es pequeña; además, el calor que es producido de manera simultánea en el micro CHP debe ser usado de manera eficiente debido a criterios de sostenibilidad. Otra posibilidad es la utilización durante los meses de verano del calor generado en el sistema para la generación de frío mediante sistemas de absorción, pero esta tecnología necesita más investigación y desarrollo para poder introducirla en el mercado.

D9 - Micro CHP Case Study: “La Casería de Piedra” (Spain)

Información general

La casa rural está ubicada en el término municipal de Jabalcuz (Jaén) perteneciente a la Comunidad Autónoma de Andalucía (España).

La Casería de Piedra es un alojamiento rural con interés turístico, entró en funcionamiento hace 5 meses. La Casa Rural consta de 6 dormitorios en total donde uno de ellos es donde se hospeda el encargado. Además consta de un restaurante con un comedor y con unos ventanales con amplias vistas. La construcción consta de 1890.



Planificación y selección de sistemas de micro-cogeneración (micro – CHP)

La planificación de micro sistemas de cogeneración incluye un análisis detallado del edificio, la demanda de energía y la evaluación de la oportunidad económica. La información requerida ha sido recopilada por la Agencia de Gestión Energética de la Provincia de Jaén, AGENER a través de un cuestionario detallado. El análisis de la demanda de energía ha sido realizado a través del programa informático “BHKW Plan”, un nuevo software creado para el estudio de micro CHP.

A continuación se detallan los datos empleados para el análisis:

Datos de partida		
Área total neta	195	m ²
Necesidades de agua caliente sanitaria	6,285	MWh/a
Demanda de energía eléctrica	44.900	kWh/a
Datos de climatología	Jaen, España Altura: 600 m	

La demanda de energía térmica total para calefacción y agua caliente sanitaria calculada es 24,3 MWh; la demanda máxima de calor es 21 kW. El micro CHP, seleccionado por la empresa GIESE, (3,3 – 5,5 kW_e / 6 – 10 kW_t) está diseñado para ese rango de operación. La producción total de energía eléctrica con el micro CHP se ha calculado para 13,3 MWh/año. La figura 1 muestra la demanda de calor anual de la casa rural, una imagen del micro sistema de cogeneración seleccionado y la cantidad de calor generado por el mismo. El área que indica la generación de calor del micro CHP, está por encima de la curva de demanda de calor correspondiente al tiempo de almacenamiento en el tanque. Los tiempos de operación pueden ser prolongados considerablemente por el tanque de almacenamiento de agua caliente ya instalado (con un volumen de 2.000 litros). Alrededor del 48% de la demanda de energía térmica máxima es cubierta por el sistema de micro cogeneración seleccionado.

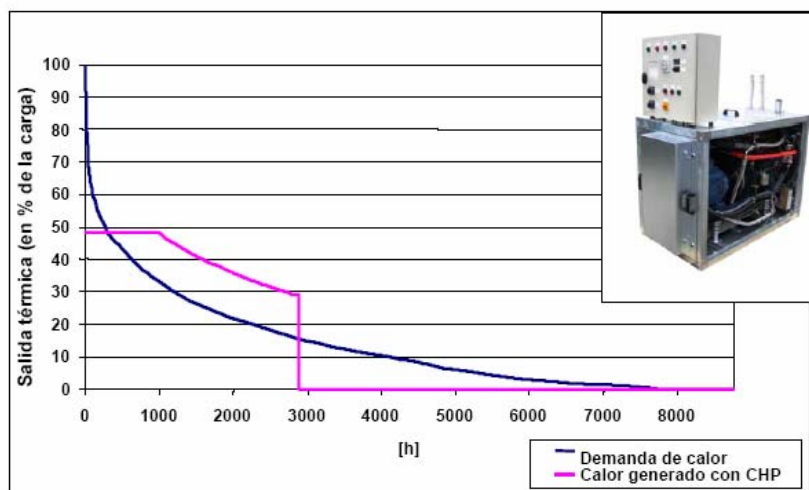


Figura 1: Curva de Demanda Anual de Calor (línea azul) y generación de calor con el sistema de micro CHP.

Fotografía: imagen del micro sistema de cogeneración seleccionado de la empresa GIESE.

Calculo de rentabilidad

En principio, el sistema de micro CHP está conectado a un sistema de calefacción central – incluido el sistema de distribución de calor – en caso de utilizar el modo de operación más eficiente. Además, los sistemas de calefacción central mejoran con este sistema de calefacción el confort en los alojamientos rurales. Otra ventaja en este tipo de casos es que también supone una demanda de energía eléctrica menor

que la indicada, por lo que la producción de calefacción eléctrica y la producción de agua caliente sanitaria será sustituida por energía térmica producida por unidades de micro CHP.

La evaluación económica está basada en el VDI 2067, e incluye una comparativa entre los micro sistemas de cogeneración y un sistema energético alternativo (también basado en combustibles ligeros como energía primaria). El sistema de micro CHP está formado por la unidad de micro CHP y una caldera. Como sistema de energía alternativo se ha seleccionado una caldera con una potencia térmica de 22 kW – los cálculos incluyen una caldera de baja temperatura de la empresa Viessmann. La comparativa se hace suponiendo la existencia de un sistema de distribución de calor. En la siguiente tabla se resumen los diferentes costes del sistema de micro CHP en comparación con una sistema alternativo.

Cálculo del beneficio		Sistema de Micro CHP	Sistema de Energía Alternativo
Costes de capital *)	[€/a]	1267,41	243,73
Costes de operación y mantenimiento	[€/a]	437,57	38,78
Costes de combustible	[€/a]	3117,34	2046,47
Costes totales	[€/a]	4822,32	2328,97
Impuesto de electricidad	[€/a]	-29,40	
Ingresos por venta de electricidad	[€/a]	451,96	
Energía de suministro eléctrico evitada	[€/a]	446,83	
Ingresos totales	[€/a]	869,39	
Coste neto	[€/a]	3952,93	2328,97
Costes específicos de generación de calor después de la venta de electricidad	[€/kWh(th)]	0,1627	0,0958

*) Para el sistema instalado y sus componentes (p.ej. depósito de acumulación, etc.) no se han calculado los costes de capital.

Aunque los sistema de micro CHP muestran la viabilidad técnica, la parte económica del proyecto tiene ventajas en los sistemas de micro CHP. La situación de los diferentes costes y la rentabilidad total está representada en la figura 2.

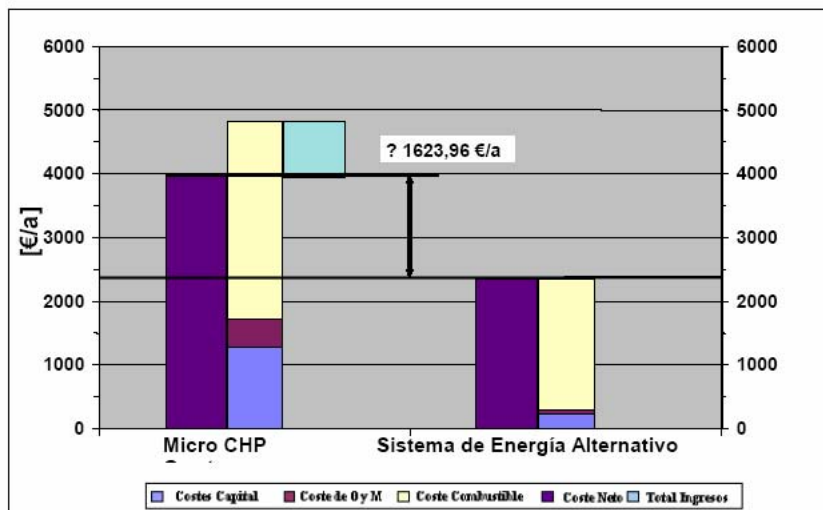


Figura 2: Cálculo de rentabilidad en del sistema de micro CHP en comparación con un sistema alternativo.

Eficiencia Económica

Se ha empleado un cálculo dinámico para calcular el periodo de retorno de la inversión. Para este propósito se crea un flujo de caja generado por el sistema de micro CHP. Los costes de combustible, de operación y de mantenimiento se han calculado como pagos del sistema de micro CHP. Los gastos de operación y mantenimiento del sistema alternativo, las facturas de energía eléctrica evitadas y los ingresos por venta de electricidad, menos los impuestos de electricidad se calculan como ingresos. El cash flow descontado y el periodo de retorno se alcanza cuando los descuentos acumulados en el flujo de caja sean iguales a la máxima inversión para el sistema de micro CHP.

Cálculo del periodo de retorno		
Inversión en el sistema de micro CHP	[€]	13563
Inversión en el sistema energético alternativo	[€]	3037
Máxima inversión	[€]	10525
Costes de O & M en micro CHP	[€/a]	-438
Costes de combustible en micro CHP	[€/a]	-3117
Costes de O & M en el sistema alternativo	[€/a]	39
Costes de combustible en el sistema alternativo	[€/a]	2046
Ingresos por venta de electricidad a la red	[€/a]	452
Suministro de energía eléctrica ahorrada	[€/a]	447
Impuestos de electricidad	[€/a]	-29
Cash flow	[€/a]	-600

Aunque los micro sistemas de CHP son técnicamente viables, la parte económica del proyecto no muestra resultados positivos en el periodo de retorno.

Conclusiones

La no existencia de sistemas de distribución en este proyecto es una limitación para la implantación de micro sistemas CHP. Además, los cálculos arrojan los resultados que se detallan a continuación. Debido a las condiciones climáticas en esta región, la demanda de calor para calefacción es baja, y la demanda de agua caliente también es baja, por esta razón se ha seleccionado un micro sistema de cogeneración a pequeña escala. No obstante, solamente se alcanzarán unas 2.900 horas de operación al año.

Suponiendo un sistema de distribución, la utilización de un sistema de micro CHP desde el punto de vista económico y comparado con un sistema convencional, no muestra buenos rendimientos si tomamos como base las condiciones que se enmarcan en este estudio. Las principales razones son:

- Baja demanda de calor, la demanda térmica y la situación de la energía eléctrica generada es también baja.
- Elevados precios del combustible.
- El precio de la energía eléctrica es bajo.
- El precio por kWh inyectado a la red eléctrica producido por el micro sistema de cogeneración es bajo.



Otra posibilidad para la el micro CHP sería un sistema de generación de electricidad, pero no se podría aplicar ya que la potencia eléctrica requerida es pequeña; además, el calor que es producido de manera simultánea en el micro CHP debe ser usado de manera eficiente debido a criterios de sostenibilidad. Otra posibilidad es la utilización durante los meses de verano del calor generado en el sistema para la generación de frío mediante sistemas de absorción, pero esta tecnología necesita más investigación y desarrollo para poder introducirla en el mercado.

ANEXO 3:

Real Decreto 661 de 25 de mayo de 2007.